

Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse

Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW

Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen
(Wuppertal Institut)



Endbericht

Vorwort

Die Nutzung von Biomasse als Energieträger wird zunehmend als Möglichkeit gesehen, die konventionelle Energieversorgung auf Basis fossiler Ressourcen in Richtung nachhaltiger Energiesysteme mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien weiterzuentwickeln. Sowohl auf nationaler wie internationaler Ebene verstärken sich die Anstrengungen, durch den Einsatz von Bioenergie die Treibhausgasemissionen zu senken und die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten wie Erdöl zu reduzieren.

In diesem Zusammenhang kann Biogas einen Beitrag leisten, der aufgrund der Potenziale der Vergärung von Energiepflanzen in Zukunft an Bedeutung gewinnt. Interessant ist hierbei vor allem die Frage, welche neuen Nutzungsmöglichkeiten durch eine Aufbereitung und Einspeisung des Biogases ins Erdgasnetz entstehen. Wie sieht die Wirtschaftlichkeit dieser Optionen im Vergleich zu alternativen Biomassepfaden aus, welche ökologischen Effekte können erreicht werden?

Die vorliegende *"Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse"* geht diesen Fragen nach. Die Studie im Auftrag des *Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW, Berlin)* und der *Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs (DVGW, Bonn)* untersucht ausgewählte Biomasseanwendungen in Deutschland und legt den Schwerpunkt dabei auf stationäre Nutzungen. Neue Erkenntnisse werden dabei vor allem mit Blick auf die künftige Entwicklung der Biogaspotenziale sowie die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte der Biogasaufbereitung und –einspeisung im Vergleich zu Holznutzungen gewonnen. Weiterhin werden die Randbedingungen und Restriktionen für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz analysiert.

Die Untersuchung wurde in einer Arbeitsgemeinschaft vom Wuppertal Institut für Klima, Energie, Umwelt (Projektkoordination), Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Oberhausen und dem Gaswärme-Institut Essen durchgeführt. Die Arbeiten erfolgten dabei in enger Kooperation mit den Experten der *Task Force "Biogas" des BGW und DVGW* und wurden von einem *Lenkungskreis* begleitet. Die intensiven und kooperativen Diskussionen mit den beteiligten Vertretern der Gaswirtschaft, Biogaswirtschaft, Landwirtschaft sowie Vertretern von Bundes- und Landesministerien haben maßgeblich zum Erfolg der Arbeit beigetragen.

Studie im Auftrag von



mit Unterstützung durch



Der vorliegende Bericht ist die aktualisierte Version des **Band 1 des Endberichts** und fasst die Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen der Analyse zusammen (Stand Januar 2006).

Weitere Ergebnisse finden sich in:

Band 2: Biomassepotenziale in Deutschland, Nutzungstechniken und ökonomisch-ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade (IEL)

Band 3: Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland (FhG-IUSE)

Band 4: Technologien, Kosten und Restriktionen der Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz (GWI)

Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen, Januar 2006

Dr.-Ing. Stephan Ramesohl (Projektkoordinator)
Dipl.-Ing. Karin Arnold

Wuppertal Institut

für Klima Umwelt Energie

Postfach 100 480, 42004 Wuppertal

Tel.: +49 (0)202 2492 255 (Fax: 198)

Email: stephan.ramesohl@wupperinst.org

Prof. Dr. Martin Kaltschmitt
Dr. Frank Scholwin
Dipl.-Ing Frank Hofmann
André Plättner
Martin Kalies
Sönke Lulies
Gerd Schröder

Institut für Energetik und Umwelt gGmbH

Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig

Tel.: +49-(0)341-2434-0 (Fax: 433)

Email: frank.hofmann@ie-leipzig.de

Dr.-Ing. Wilhelm Althaus
Dipl.-Ing. Wolfgang Urban

Fraunhofer Institut

Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik (UMSICHT)

Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen

Tel. 0208 / 8598 - 1124 (Fax: 1423)

Email: wolfgang.urban@umsicht.fraunhofer.de

Dipl.-Ing. Frank Burmeister

Gaswärme-Institut e.V. Essen

Hafenstraße 101, 45356 Essen

Tel: 0201/3618-245 (Fax: 238)

Email: burmeister@gwi-essen.de

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	7
2	ENERGIE AUS BIOMASSE - DIE POTENZIALE IN DEUTSCHLAND	8
2.1	Das aktuelle technische Potenzial für Energie aus Biomasse	9
2.2	Wachstumsperspektiven des Biomassepotenzials durch den Anbau von Energiepflanzen	11
2.2.1	Die Anbaufläche als Schlüsselgröße für das Energiepflanzenpotenzial	11
2.2.2	Einflussfaktoren der künftigen Flächennutzung	12
2.2.3	Entwicklung des Energiepflanzenpotenzials bis 2030	13
2.3	Das Biogaspotenzial in Deutschland	14
2.3.1	Die Situation heute	14
2.3.2	Aussichten für die Entwicklung des Biogaspotenzials bis 2030	15
2.4	Abschätzung eines realistischen Ausbaupfads für Biogas	16
2.5	Das regionale Biogaspotenzial in den Bundesländern	18
3	TECHNOLOGIEN DER ERZEUGUNG, AUFBEREITUNG UND EINSPEISUNG VON BIOGAS	20
3.1	Biogaserzeugung	20
3.2	Verfahrensschritte zur Biogasaufbereitung	22
3.3	Techniken für die Einspeisung ins Erdgasnetz	24
4	EINE NEUE OPTION - ERZEUGUNG VON METHAN AUS BIOMASSEVERGASUNG	25
5	BIOGAS IM VERGLEICH ZU ANDEREN BIOMASSEPFADEN - AUSWAHL DER UNTERSUCHTEN OPTIONEN	28
6	VERGLEICH DER KOSTEN DER UNTERSUCHTEN BIOMASSEPFAD (ÖKONOMISCHE ANALYSE)	29
6.1	Kosten der Bereitstellung von Erdgas durch Vergärung und Vergasung von Biomasse	30
6.1.1	Rohgaserzeugung	30

6.1.2	Produktgaserzeugung	31
6.2	Kosten der Endenergienutzung des Biogases und Synthesegases im Vergleich zu anderen Pfaden	33
6.2.1	Gestehungskosten der Stromerzeugung	33
6.2.2	Gestehungskosten der Wärmebereitstellung	37
6.2.3	Gestehungskosten der Kraftstoffbereitstellung	38
7	UMWELTWIRKUNGEN DER BETRACHTETEN BIOMASSEPFAD (ÖKOLOGISCHE ANALYSE)	38
7.1	Ergebnisse der Ökobilanzierung	39
7.2	Klimagas-Emissionen der Biogaserzeugung	40
7.3	Klimaschutz durch Biomassenutzung – welchen Beitrag können die jeweiligen Nutzungspfade leisten?	42
7.3.1	Stromproduktion	42
7.3.2	Wärmeproduktion	43
7.3.3	Kraftstofferzeugung	44
7.4	Welche Optionen machen Sinn - eine klimapolitische Gesamtbewertung	47
8	TECHNISCHE MÖGLICHKEITEN UND ANFORDERUNGEN FÜR DIE EINSPEISUNG VON BIOGAS INS ERDGASNETZ	50
8.1	Zugang zum Erdgasnetz	51
8.2	Anforderungen an die Gasbeschaffenheit	52
8.3	Gasnetzseitige Anforderungen	54
8.3.1	Bestimmung der absatzbezogenen Aufnahmekapazität für Austauschgas	54
8.3.2	Regionale Aufnahmekapazitäten	57
8.3.3	Strukturelle Restriktionen für die Gaseinspeisung	58
8.3.4	Grenzen für die Einspeisung von Zusatzgas	59
9	ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT	61
10	ANHANG	67

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Annahme der Entwicklung der verfügbaren Flächen - Ausblick nach Verwendung bis 2030	14
Abbildung 2-2:	Biogaspotenzialverteilung nach Herkunft	15
Abbildung 2-3:	Entwicklung des Biogaspotenzials in Deutschland bis 2030	16
Abbildung 2-4:	Darstellung eines möglichen Wachstumspfad der Biogaseinspeisung im Zeitverlauf bis 2030	18
Abbildung 2-5:	Technische Biogaspotenziale in den Bundesländern	19
Abbildung 3-1:	Allgemeiner Verfahrensablauf bei der Biogasgewinnung	20
Abbildung 3-2:	Betrachtete Verfahrensketten der Biogasaufbereitung	22
Abbildung 4-1:	Verfahrensschema des FICFBG-Verfahrens	26
Abbildung 6-1:	Kosten der Erzeugung von Rohgas	31
Abbildung 6-2:	Gestehungskosten Produktgas in Erdgasqualität (Biogasproduktion, Aufbereitung, Einspeisung und Durchleitung)	32
Abbildung 6-3:	Stromgestehungskosten der Biogas- bzw. Synthesegaspfade	34
Abbildung 6-4:	Stromgestehungskosten und zu erwartende Erlöse aus Gülle-Biogasanlagen	35
Abbildung 6-5:	Stromgestehungskosten und zu erwartende Erlöse aus Nawaro-Biogasanlagen	36
Abbildung 6-6:	Wärme gestehungskosten der Biomassepfade	37
Abbildung 6-7:	Kraftstoffgestehungskosten der Biomassepfade	38
Abbildung 7-1:	Klimagasemissionen der Biogasanlagen	41
Abbildung 7-2:	Klimagasemissionen der Stromproduktion	43
Abbildung 7-3:	Klimagasemissionen der Wärmeproduktion	44
Abbildung 7-4:	Klimagasemissionen der Kraftstoffbereitstellung	45
Abbildung 7-5:	Vergleich der Klimagasemissionen von Kraftstoffoptionen	46
Abbildung 7-6:	Übersicht der spezifischen THG-Minderungen und Differenzkosten der untersuchten Biomassepfade	47
Abbildung 7-7:	Spezifische Klimaschutzserträge pro Anbaufläche beim Anbau von Energiepflanzen	49
Abbildung 8-1:	Abschätzung der Flächenrestriktionen am Beispiel Mecklenburg-Vorpommern	51
Abbildung 8-2:	Normierte Darstellung des Lastgangs eines kleinen OVU mit viel Gewerbe (Typ 2)	55
Abbildung 8-3:	Ableitung der absatzbezogenen Aufnahmekapazität für Biogas als Durchschnittsbetrachtung für Deutschland	57
Abbildung 8-4:	Potenzielle Anteile verdrängter Grundlast durch Biogaseinspeisung (Austauschgas) nach Bundesländern	58

Abbildung 10-1: Übersicht der Erzeugungs- und Einspeisefälle von aufbereitetem Biogas und Synthesegas	75
---	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Übersicht der technischen Biomassepotenziale in Deutschland (Festbrennstoff und Biogas)	10
Tabelle 2-2: Entwicklung der Energiepotenziale nachwachsender Rohstoffe bis zum Jahr 2030	14
Tabelle 2-3: Eckdaten für einen möglichen Ausbaupfad der Nawaro-Biogaserzeugung bis 2030	17
Tabelle 2-4: Technisches Biogaspotenzial in den Bundesländern nach Abzug von Transportrestriktionen	19
Tabelle 3-1: Überblick über die untersuchten Biogasanlagen	21
Tabelle 4-1: Technische Eckdaten des FICFBG-Vergasers in Güssing	27
Tabelle 5-1: Übersicht der untersuchten Pfade für eine energetische Biomassenutzung	29
Tabelle 6-1: Kosten der Biogaserzeugung, Aufbreitung und Einspeisung	32
Tabelle 8-1: Auswertung der OVU-Cluster und Aggregation der Gesamtmenge in Deutschland	56
Tabelle 10-1: Mitglieder Task Force Biogas sowie Lenkungskreis der Studie zur Biomassenutzung	67
Tabelle 10-2: Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen und Indices	69
Tabelle 10-3: Verwendete Einheiten und Umrechnungen	70
Tabelle 10-4: Heizwerte	70
Tabelle 10-5: Übersicht relevanter DVGW Richtlinien	71
Tabelle 10-6: Annahme zu elektrischen und thermischen Wirkungsgraden der Anlagen	72
Tabelle 10-7: Annahme zu Biogasqualitäten und Energiegehalt des Produktgases	72
Tabelle 10-8: Annahmen zur Wärmenutzung	73
Tabelle 10-9: Annahme zu Energiepreisen	73
Tabelle 10-10: Annahme zu Substratkosten	73
Tabelle 10-11: Nutzbare Biogasmenge und Energiegehalte von Rohgas und Produktgas bei Erdgas-H Qualität	74
Tabelle 10-12: Jährliche Kosten bei der Bereitstellung von Biogas in Erdgas-H Qualität ohne LPG-Zugabe	74
Tabelle 10-13: Produktgaszusammensetzungen und brenntechnische Kenndaten der betrachteten Einspeisefälle 1 bis 4	75

Tabelle 10-14:	Produktgaszusammensetzungen und brenntechnische Kenndaten der betrachteten Einspeisefälle 5 bis 9	76
Tabelle 10-15:	Ergebnisse der Ökobilanz-Analyse der Stromerzeugung	77
Tabelle 10-16:	Ergebnisse der Ökobilanz-Analyse der Wärmebereitstellung	78
Tabelle 10-17:	Ergebnisse der Ökobilanz-Analyse der Kraftstoffbereitstellung	78
Tabelle 10-18:	Daten zur Analyse der Klimaeffizienz der Biomasseoptionen und substituierten Referenztechnologien	79
Tabelle 10-19:	Gegenüberstellung minimale Erdgasabgabe (Sommergrundlast) unter Beachtung möglicher Tageslastgangsszenarien und regionale Biogaspotentiale nach Abzug von Transportrestriktionen	81
Tabelle 10-20:	Zusatzgas-Beimischung in ein Grundgas mit Erdgas-H (GUS) Qualität, ohne Berücksichtigung Tageslastgang	82

1 Einleitung

Eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien ist ein wichtiger Baustein für den Aufbau von zukunftsfähigen Energiesystemen. Hierbei gewinnt gerade die Biomasse national wie international zunehmend an Bedeutung, da sie signifikante Potenziale aufweist, in der Regel speicherbar ist und eine Vielzahl von unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten zulässt.

Innerhalb der Bandbreite der Biomasseoptionen wird der Energieträger Biogas bislang meist mit Bezug auf die Vergärung von Rückständen wie Gülle oder Bioabfall und die traditionelle Nutzung für eine lokale Stromerzeugung am Ort der Biogasanlage diskutiert. Die Potenziale hierfür sind jedoch begrenzt, entsprechend gering wird die Rolle von Biogas im Gesamtenergiesystem eingeschätzt.

In Zukunft können sich jedoch neue Perspektiven für Biogas ergeben, insbesondere durch verstärkten Einsatz von Energiepflanzen (sog. nachwachsende Rohstoffe - Nawaro) als Rohstoff. Ebenso können die Anwendungsmöglichkeiten von Biogas erweitert werden, wenn das Biogas aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Hierdurch können neue Verbraucher versorgt werden, die sich nicht mehr zwangsläufig in direkter Nähe zur Biogasanlage befinden müssen. Angesichts dieser Aussichten gewinnt das Thema Biogaseinspeisung in der deutschen Energiepolitik an Bedeutung. Praxisbeispiele aus Schweden, Schweiz oder Österreich demonstrieren dabei die prinzipielle Machbarkeit.

Zusätzliche Relevanz gewinnt das Thema durch die Option der Erzeugung von Erdgas durch die Vergasung von fester Biomasse wie Holz. Nach Methanisierung und Aufbereitung des Synthesegases kann ebenfalls biogenes Gas in Erdgasqualität zur Verfügung stehen, wie es in der Pilotanlage im österreichischen Güssing bereits demonstriert wird.

In der Diskussion um eine Verwendung der Biomasse zur Energieerzeugung besteht deshalb Bedarf nach einer besonderen Berücksichtigung der künftigen Bedeutung von Biogas (inkl. Nawaro und Vergasung) bei der Analyse der Biomassepotenziale in Deutschland. Ebenso ist eine Bewertung der Optionen der erweiterten Biogasnutzung durch Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz erforderlich.

Die vorliegende Untersuchung *"Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse"* leistet hierzu einen Beitrag. Mit Schwerpunkt auf stationäre Anwendungen werden die Optionen zur Strom- und Wärmeerzeugung durch Biogas mit Techniken zur Holznutzung verglichen. Hinzu kommt die Betrachtung des Einsatzes von Biogas als Kraftstoff an Erdgastankstellen.

Leitfragen der Untersuchung waren:

- Was sind die Biomassepotenziale in Deutschland, welche Rolle kann Biogas heute und in Zukunft (2030) spielen? (Kapitel 2)
- Welche Techniken stehen für die Erzeugung, Aufbereitung und Einspeisung von Biogas zur Verfügung? (Kapitel 3)
- Welche Chancen bietet die Holzvergasung als Quelle von Bio-Methan? (Kapitel 4)
- Welche Kosten entstehen bei der Nutzung von Biogas für die Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraftstoff im Vergleich zu anderen Biomassepfaden? (Kapitel 5 und 6)
- Welche Umweltwirkungen sind mit der Biomassenutzung verbunden? (Kapitel 7)
- Was sind die Voraussetzungen für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz, welche Restriktionen sind zu beachten und begrenzen die Einspeisemenge? (Kapitel 8)

In diesem Band 1 des Endberichts wird ein kompakter Überblick der wichtigsten Ergebnisse und Schlussfolgerungen gegeben. Für eine bessere Nachvollziehbarkeit der Aussagen sind die grundlegenden Daten und Annahmen im Anhang aufgeführt. Vertiefende Analysen, Datengrundlagen und weiterführende Informationen finden sich in den jeweiligen Berichtsbänden 2-4 dieser Studie:

- Band 2: Biomassepotenziale in Deutschland, Nutzungstechniken und ökonomisch-ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade (IEL)
- Band 3: Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland (FhG-IUSE)
- Band 4: Technologien, Kosten und Restriktionen der Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz (GWI)

Die Untersuchung wurde in enger Kooperation mit den Experten der *Task Force "Biogas" des BGW und DVGW* durchgeführt und von einem *Lenungskreis* begleitet (Teilnehmerliste im Anhang). Die intensiven und kooperativen Diskussionen mit den beteiligten Vertretern der Gaswirtschaft, Biogaswirtschaft, Landwirtschaft sowie Vertretern von Bundes- und Landesministerien haben maßgeblich zum Erfolg der Arbeit beigetragen. Die zentralen Annahmen, Rahmendaten und Ergebnisse konnten somit im Konsens erarbeitet werden, was diese Studie auszeichnet.

2 Energie aus Biomasse - die Potenziale in Deutschland

Das Angebot an Biomasse in Deutschland ist sehr vielfältig und umfasst die unterschiedlichsten Stoffe¹. Grundsätzlich können dabei die beiden Arten Rückstände und Energiepflanzen unterschieden werden:

- **Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle** umfassen schon vorhandene Stoffe bzw. Stoffströme, die einer energetischen Verwertung zugeführt werden. Beispiele sind Rest- und Abfallholz, Stroh oder organische Abfälle aus Industrie und Gewerbe. Die verfügbare Menge der nutzbaren Rückstände wird durch Land- und Forstwirtschaft, Industrieproduktion bzw. durch die Abfallwirtschaft beeinflusst.
- Im Gegensatz dazu werden **Energiepflanzen** direkt für eine energetische Nutzung auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut (vgl. 2.2.1). Sie zählen zu den **nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro)**, deren Verfügbarkeit im Wesentlichen durch das Flächenangebot und die Ernteerträge bestimmt wird. Hier ist die Konkurrenz zu anderen Flächennutzungen, etwa der Nahrungsmittelproduktion, zu berücksichtigen.

Für beide Arten gilt, dass die Biomasse über verschiedene Umwandlungsschritte für die Energieerzeugung nutzbar gemacht werden muss. Erst nach einer mechanischen Behandlung (z.B. häckseln), einer bio-chemischen (z.B. Vergärung zu Biogas), thermo-chemischen (z.B. Vergasung) oder physikalisch-chemischen Umwandlung (z.B. Verestern zu Biodiesel) steht der Sekundärenergieträger für die Erzeugung von Strom, Wärme oder als Kraftstoff bereit.

¹ Eine ausführliche Darstellung der Biomassepotenziale gibt Band 2 „Biomassepotenziale in Deutschland, Nutzungstechniken und ökonomisch-ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade“ des IE Leipzig

Bei diesen Umwandlungsschritten treten Verluste auf, die den Energieertrag der Biomasse reduzieren. Auch kann in der Praxis der theoretische denkbare Anfall an Biomasse aufgrund der **Stoffkonkurrenz** nicht vollständig in Energie umgesetzt werden, da die verschiedenen Biomassearten in der Regel auf vielfältige Weise genutzt werden können. So wird beispielsweise ein Teil des Stroh im landwirtschaftlichen Betrieb auch weiterhin als Einstreu verwendet und steht nicht zur thermischen Verwertung zur Verfügung. Die tatsächliche Verwendung der Biomasse hängt damit von verschiedenen Faktoren ab. Wirtschaftlichkeit, gesetzliche Grundlagen, verfügbare Technik, logistische Einschränkungen und traditionelle Gewohnheiten spielen hier eine Rolle.

Bei der Bestimmung der Biomassepotenziale müssen deshalb zahlreiche technische, ökologische, strukturelle oder auch administrative Grenzen berücksichtigt werden. Das **technische Potenzial** berücksichtigt diese Restriktionen und beschreibt damit den zeit- und ortsabhängigen, aus technischer Sicht möglichen Beitrag zur Nutzung von Biomasse. In dieser Studie wird zur Abschätzung der maximalen Obergrenzen im Folgenden ausschließlich das technische Potenzial der Erzeugung von Biomasse betrachtet.

2.1 Das aktuelle technische Potenzial für Energie aus Biomasse

Vor diesem Hintergrund wird ein aktueller Überblick über die Bioenergiepotenziale in Deutschland gegeben (**Tabelle 2-1**). Das technische Potenzial lässt sich dabei in folgende Kategorien unterscheiden:

- **halmgutartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle** (u. a. Stroh- und Landschaftspflegematerial)
- **holzartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle** (u. a. Waldrestholz, Schwachholz, Altholz, Industrierestholz, Landschaftspflegeholz)
- **sonstige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle** (d. h. Exkremente und Ernterückstände, Abfälle aus Gewerbe und Industrie, organische Siedlungsabfälle)
- **Energiepflanzen (Nawaro)**

Die folgenden Angaben beziehen sich auf den Sekundärenergieträger und damit beispielsweise auf den Heizwert des Biogases. Im Falle fester Biomasse wird der Heizwert der Biomasse direkt angegeben². Aufgrund der unterschiedlichen Konversionstechniken und Umwandlungsverluste für die einzelnen Anwendungen können sich dabei aus der gleichen Tonnage Biomasse je nach Technologiepfad unterschiedliche Sekundärenergiepotenziale ergeben.

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Zusammenstellung sind:

- Der Vergleich der einzelnen Potenziale zeigt, dass die vorhandenen **holzartigen Biomassen** in der Summe die höchsten Potenziale bieten (156,5 Mrd. kWh/a).
- Die mengenmäßig weniger bedeutende **halmgutartige Biomasse** kann sowohl thermo-chemisch (Verbrennung, Vergasung) als auch bio-chemisch (Vergärung zu Biogas) umgewandelt werden. In erster Linie ist dafür der stark schwankende Wassergehalt des Materials entscheidend. Da eine generelle Zuordnung zu einer der beiden Varianten nicht sinnvoll ist, erfolgt eine Betrachtung beider Pfade. In der Bilanzierung ist aber unbedingt zu beachten, dass das verfügbare Halmgut immer nur einmal genutzt werden

² Eine Übersicht der verwendeten Abkürzungen und Einheiten findet sich im Anhang.

kann, also entweder thermo-chemisch (53,5 Mrd. kWh/a) oder bio-chemisch (8,6 Mrd. kWh/a).

- Die **sonstigen Reststoffe** aus Landwirtschaft, Kommunen und Industrie werden ausschließlich bio-chemisch genutzt (39,6 Mrd. kWh/a).
- Durch den Anbau von **Energiepflanzen** auf einer Fläche von 1,6 Mio. ha kann ein Potenzial von 24-28 Mrd. kWh/a erwartet werden.

Das **maximal thermo-chemisch** nutzbare Potenzial (Verbrennung, Vergasung) beträgt damit im Mittel **238,1 Mrd. kWh/a** (857 PJ/a), das **maximal bio-chemisch** nutzbare Potenzial (Vergärung zu Biogas) liegt bei **72,2 Mrd. kWh/a** (260 PJ/a). Die landwirtschaftliche Fläche kann auch zur Herstellung von Biodiesel genutzt werden (physikalisch-chemische Umwandlung), das Gesamtpotenzial liegt dann im Bereich von 13,9 Mrd. kWh/a (50 PJ).

Tabelle 2-1: Übersicht der technischen Biomassepotenziale in Deutschland (Festbrennstoff und Biogas)

	Energetisch nutzbare Menge	Biogene Festbrennstoffe Energie-trägerpotenzial	Energieträger nach Umwandlung zu Biogas Energie-trägerpotenzial
	Mio. t _{FM} /a	Mrd. kWh/a (PJ)	2003 ermittelt Mrd. kWh/a (PJ)
Holzartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle			
Waldrestholz	13,7	46,9 (169)	n.r.
Schwachholz	10	34,2 (123)	n.r.
Zusätzlich nutzbar. Waldholz	10,7	36,7 (132)	n.r.
Landschaftspflegeholz	0,5	1,1 (4)	n.r.
Industrierestholz	4	15,8 (57)	n.r.
Altholz	6	21,7 (78)	n.r.
Summe		156,5 (563)	0
Halmgutartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle			
Stroh	9,3	36,1 (130)	n.r.
Gras aus Dauergrünland	3,3	max. 12,8 (46)*	max. 5,3 (19)*
Landschaftspflegematerial	1,4	max. 4,6 (17)*	max. 3,3 (12)*
Summe		max. 53,5 (192)*	max. 8,6 (31)*
Sonstige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle			
Exkrement und Einstreu	162,3	n.r.	26,7 (96)
Ernterückstände	13,8	n.r.	5 (18)
Abfälle aus Gewerbe u. Ind.	5,2	n.r.	3,5 (12,6)
Org. Siedlungsabfälle	8,8	n.r.	4,4 (16)
Summe		0	39,6 (143)
Energiepflanzen		max. 28,1 (101)*	max. 24,0 (86)*
Gesamtsumme (maximal)		238,1 (857)	72,2 (260)

* Diese Stoffströme können entweder als Festbrennstoffe oder nach biochemischer Umwandlung als Biogas eingesetzt werden. Aus den verschiedenen Systemwirkungsgraden resultieren abweichende Energieträgerpotenziale (als Festbrennstoff oder Biogas aus Fermentation)

n. r. = nicht relevant

Die angegebenen Werte unterliegen naturgemäß einer gewissen Schwankungsbreite. Da die Werte in der Regel aufgrund vorhandener Statistiken und unter verschiedenen Annahmen recherchiert wurden, können Schwankungsbreiten von ca. 20 % angenommen werden.

2.2 Wachstumsperspektiven des Biomassepotenzials durch den Anbau von Energiepflanzen

Die zukünftige Verfügbarkeit von Biomassepotenzialen wird maßgeblich durch die Entwicklung der Anbauflächen bestimmt, da steigende Ernteerträge und größere zur Verfügung stehende Flächen zu höheren Nawaro-Potenzialen führen. Im Gegensatz hierzu sind bei den landwirtschaftlichen, industriellen wie kommunalen Reststoffen tendenziell stagnierende bis rückläufige Mengen zu erwarten, u.a. aufgrund sinkender Bevölkerungszahlen.

2.2.1 Die Anbaufläche als Schlüsselgröße für das Energiepflanzenpotenzial

Unter dem Begriff Energiepflanzen werden ein- oder mehrjährige Kulturen verstanden, die auf landwirtschaftlichen Nutzflächen zur ausschließlichen energetischen Verwertung angebaut werden. Die erzeugte Biomasse kann entweder als Festbrennstoff, als Rohstoff (sog. Substrat) zur Biogasgewinnung oder als Basis für flüssige Energieträger eingesetzt werden.

Für die Abschätzung des Potenzials waren dabei Aussagen zu treffen, welche Anbaufläche im Zeitverlauf für die Energiepflanzenproduktion zur Verfügung steht. Dabei ist die **Flächenkonkurrenz** zur Nahrungsmittelproduktion und zur sonstigen, nicht-landwirtschaftlichen Flächennutzung zu beachten.

Die landwirtschaftliche Ackerfläche in Deutschland von derzeit knapp 12 Mio. ha wird primär zur Nahrungsmittelproduktion genutzt. Die verbleibende Fläche, die für eine Energieproduktion zur Verfügung steht, ist direkt vom Flächenbedarf für die Nahrungsmittelherzeugung und anderen konkurrierenden Flächennutzungen abhängig. Als Folge der Überproduktion an Nahrungsmitteln werden innerhalb der EU seit einigen Jahren Maßnahmen durchgeführt, um die verwendete Fläche und damit die Produktion zu reduzieren. Zurzeit belaufen sich diese Stilllegungsflächen³ auf ca. 1,2 Mio. ha. Ein Teil der Stilllegungsflächen kann nicht zur Anpflanzung von nachwachsenden Rohstoffen verwendet werden, da aus Gründen des Artenschutzes eine mehrjährige Bepflanzung vorgesehen ist oder technische Gründe dagegen sprechen.

Prinzipiell sind die betrachteten Flächen zur Produktion von Pflanzen sowohl zur thermo-chemischen (z.B. Holz aus Kurz-Umtriebs-Plantagen) und bio-chemischen (beispielsweise Mais, Getreide), als auch zur physikalisch-chemischen Umwandlung (Raps, Zuckerrüben, Weizen) geeignet. In welchem Maße die Fläche zu welcher energetischen Nutzung verwendet wird, ist von vielfältigen Faktoren abhängig. Wesentlich sind die wirtschaftlichste Flächennutzung, die Bodenqualität des Standortes, klimatische Bedingungen am Standort, zu beachtende Fruchtfolgen sowie die verfügbare Technik. Auch wenn z.B. das Biomassepotenzial zur thermo-chemischen Nutzung theoretisch den höchsten Energieertrag ermöglichen würde, führt diese in der Praxis nicht zwangsläufig auch zum Anbau von beispielsweise Kurz-Umtriebs-Plantagen, wenn aus finanzieller Sicht der Anbau von Raps zur Produktion von Biodiesel lukrativer ist. Auch politische Rahmenbedingungen wie Stilllegungsprämien oder andere agrarpolitischen Förderinstrumente beeinflussen die Flächenkonkurrenz.

³ Der Begriff der Stilllegungsfläche wird durch Umstrukturierung des Prämiensystems möglicherweise abgeschafft werden. Im Weiteren wird für zukünftige Entwicklungen die Bezeichnung „zur Verfügung stehende Fläche“ verwendet. Die Flächensituation der Vergangenheit wird mit der Bezeichnung Stilllegungsfläche charakterisiert. Die Unterscheidung von Stilllegungsflächen und nicht stillgelegten Flächen ist zur Erklärung des Ist-Zustandes notwendig, auch wenn sie zukünftig nicht mehr getroffen wird.

Die Abschätzung der zukünftigen Bioenergiepotenziale auf Basis der Energiepflanzen hängt somit stark von den landwirtschaftlichen und globalen Rahmenbedingungen ab. Folgende Annahmen werden getroffen:

- Zurzeit werden ca. 400.000 ha **Raps** auf Stilllegungsflächen und 342.000 ha auf nicht stillgelegten Ackerflächen angebaut, wobei aktuell ein starker Ausbau der Rapsproduktion zu beobachten ist⁴. Das landwirtschaftlich Ausbaupotenzial ist damit bereits zum großen Teil erschöpft, so dass für das zu ermittelnde Potenzial mittel- bis langfristig mit einer tendenziell eher konstanten Rapsanbaufläche von insgesamt nicht deutlich über 800.000 ha gerechnet wird.
- Perspektivisch wird der Anbau von **Getreide zur Bioethanolherstellung** zunehmen. Da in Deutschland einige Anlagen zur Bioethanolproduktion in der Planung bzw. im Bau sind, ist davon auszugehen, dass von den zur Verfügung stehenden Flächen ca. 150.000 ha zur Produktion von Getreide für Ethanol genutzt werden.
- Der Flächenbedarf zur sonstigen **stofflichen Nutzung** (Bioschmierstoffe, Automobilindustrie, Dämmstoffe, Farben, Lacke, biologisch abbaubare Werkstoffe) wird mit ca. 100.000 ha abgeschätzt.

Somit bleibt von den 1,2 Mio. ha Stilllegungsflächen nach Abzug der Flächen zum Anbau von Raps zur Ölgewinnung, Getreide zur Bioethanolgewinnung und anderer stofflicher Nutzung zur Zeit eine Fläche von 550.000 ha, die zum Anbau von Pflanzen zur thermo-chemischen oder bio-chemischen Verwertung dienen können. Diese Fläche darf aber nur einmal angerechnet werden. Die Nutzung der Flächen zur Produktion von Feststoffbrennmaterial ist in Deutschland allerdings noch nicht etabliert und perspektivisch auch nicht in erheblicher Größenordnung zu erwarten. Somit können die oben erwähnten 550.000 ha theoretisch zur Produktion von Biogas auf Basis von Nawaro, insbesondere Mais, verwendet werden.

2.2.2 Einflussfaktoren der künftigen Flächennutzung

Durch zunehmende Ernteerträge und Importe von Lebensmitteln z.B. durch die EU-Osterweiterung wird zukünftig in Deutschland weniger Ackerfläche zur Lebensmittelproduktion benötigt. Somit nimmt die Fläche zum Anbau nachwachsender Rohstoffe zu. Auch aufgrund der sinkenden Bevölkerung Deutschlands ist mit einer geringeren Nahrungsmittelproduktion und somit einer größeren Flächenverfügbarkeit zur energetischen Nutzung zu rechnen. Zudem werden einige Pflanzen zur Energieerzeugung (hauptsächlich Raps) auch jetzt schon auf normalen Ackerflächen angebaut.

Weitere Einflussfaktoren der künftigen Flächennutzung und Energiepflanzenproduktion sind:

- **Flächenverbrauch außerhalb der Landwirtschaft.** Zurzeit liegt der Flächenverbrauch durch Verkehrs- und Siedlungsflächen bei ca. 125 ha/d. Davon sind die Ackerflächen zu 70 % und die Grünflächen zu 30 % betroffen. Zwei Drittel der Ackerflächen müssen im Verhältnis 2:1 kompensiert werden. Somit beträgt der netto Flächenverbrauch ca. 65 ha/d, wobei von einer konstanten Waldfläche in Deutschland ausgegangen wird.
- **Ökologischer Landbau.** Die landwirtschaftlichen Flächen für einen ökologischen Landbau nehmen zu. Während noch 1994 nur ca. 70 000 ha ökologisch bewirtschaftet wurden, waren es im Jahr 2002 fast 500.000 ha. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass auf ökologisch bearbeiteten Flächen kein Anbau von Energiepflanzen zur

⁴

Die Potenzialermittlung basiert auf dem Stand von Ende 2004, aufgrund der dynamischen Entwicklung kann nach Angaben der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für 2005 schon von einer Gesamtfläche für Rapsanbau von gut 1 Mio.ha ausgegangen werden.

Biogaserzeugung stattfinden wird, da der Ernteertrag pro Hektar geringer ausfällt. Es wird somit durch den ökologischen Landbau zu einer Verdrängung der nutzbaren Anbauflächen von nachwachsenden Rohstoffen kommen.

- **Ertragssteigerungen der Pflanzen.** Seit den 50er Jahren wurden im Mittel jährliche Ertragssteigerungen der Pflanzenernte von ca. 2 % erzielt. Da Energiepflanzen als nachwachsender Rohstoff nicht mehr zum Verzehr geeignet sein müssen, können diese Ertragssteigerungen durch neue Züchtungen möglicherweise noch beschleunigt werden. Eine quantitative Abschätzung dieser Ertragssteigerungen war nicht Ziel dieser Studie und erfordert die Analyse vieler Faktoren. Unter anderem gehören dazu die Veränderungen gesetzlicher Grundlagen sowie Züchtungserfolge in der Gentechnologie. Bereits veröffentlichte Forschungsergebnisse aus Einzelversuchen können nur mit großer Vorsicht interpretiert werden, da zur Energieproduktion im Anwendungsfall sichergestellt sein muss, dass mit anbaustabilen Erträgen unter „Feldbedingungen“ kalkuliert werden kann. Die zunehmende Verwendung von sehr groß wachsenden Pflanzensorten (beispielsweise 3 m hohen Maispflanzen) in großräumigen Monokulturen könnten aber auch Akzeptanzprobleme für den Energiepflanzenanbau in der Bevölkerung hervorrufen. Im Sinne einer eher konservativen Abschätzung des Biomassepotenzials werden daher die Möglichkeiten der Ertragssteigerungen vorsichtig abgeschätzt.

Geht man von einer weiteren Ertragssteigerung von 2 % jährlich bis zum Jahr 2030 aus, ist mit einer Steigerung der Erntemengen, und somit dem Potenzial aus Energiepflanzen, um den Faktor 1,64 zu rechnen. Bei 3 % jährlicher Steigerung könnte eine Potenzial- und Ertragsverdoppelung erwartet werden (Faktor 2,09).

2.2.3 Entwicklung des Energiepflanzenpotenzials bis 2030

Ausgehend von den vorgestellten Faktoren werden die beiden Haupteinflüsse (Flächen für den Anbau nachwachsender Rohstoffe, Ertragssteigerungen) zusammengefasst. Die folgende Abbildung 2-1 stellt die Situation der Flächen, die zum Anbau von Energiepflanzen genutzt werden können, für die Jahre 2005, 2020 und 2030 dar. Die Biogaspotenziale der Dauergrünlandflächen sind in dieser Flächenkategorie nicht enthalten, werden aber bei der Ermittlung des Gesamtpotenzials im folgenden Abschnitt 2.3 berücksichtigt.

Zur Berechnung des energetischen Potenzials wurde zudem eine jährliche Ertragssteigerung von 2 % angenommen.

Die Anbauflächen zur Produktion von Biokraftstoffen wurden weitgehend konstant gelassen. Es wurde wie angesprochen davon ausgegangen, dass der Ausbau von Rapssorten zur Biodieselproduktion perspektivisch nicht wesentlich zunehmen wird. Für Weizen zur Bioethanolproduktion wurde eine Flächensteigerung auf 250.000 ha bis zum Jahr 2020 unterstellt. Die Fläche der sonstigen Stoffnutzung wurde in der Entwicklung weiterhin mit 10 % der Stilllegungsflächen angesehen.

Der Abbildung 2-1 ist somit die Potenzialentwicklung der Biokraftstoffe aufgrund von Ertragssteigerungen zu entnehmen. Zudem steht die Fläche von 1.150.000 ha (Jahr 2020) und 1.600.000 ha (Jahr 2030) für Pflanzen zur thermo-chemischen (Verbrennung, Vergasung) oder bio-chemischen Nutzung (Vergärung zu Biogas) zur Verfügung. Diese beiden alternativen Verwendungspfade dürfen jedoch nicht addiert werden.

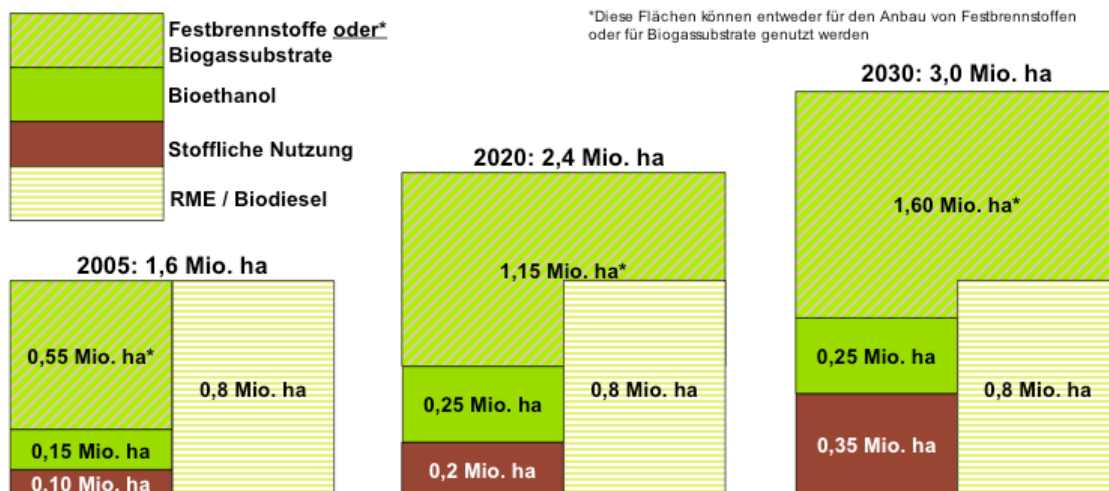


Abbildung 2-1: Annahme der Entwicklung der verfügbaren Flächen - Ausblick nach Verwendung bis 2030

Zusammen mit der angenommenen Ertragssteigerungs-Entwicklung von 2 % pro Jahr kann die zukünftige Entwicklung der Potenziale nachwachsender Rohstoffe abgeschätzt werden (Tabelle 2-2).

Tabelle 2-2: Entwicklung der Energiepotenziale nachwachsender Rohstoffe bis zum Jahr 2030

Nachwachsende Rohstoffe		Holz / Stroh		Mais		Raps Weizen		Sonstige	Fläche gesamt Deutschland
		Fläche Tsd. ha	Potenzial Mrd. kWh/a	Fläche Tsd. ha	Potenzial Mrd. kWh/a	Fläche Tsd. ha	Potenzial Mrd. kWh/a	Fläche Tsd. ha	
		thermochemisch		biochemisch		physikalischchemisch			
				wie thermochemisch (Flächenkonkurrenz)					
nicht stillgelegt	2005					342			11.825 Tsd. ha
stillgelegt		550	28		24	400 150	14	100	1.200 Tsd. ha
nicht stillgelegt	2020					400			
stillgelegt		1.150	79		68	400 250	21	200	2.000 Tsd. ha
nicht stillgelegt	2030					400			
stillgelegt		1.600	134		115	400 250	26	350	2.600 Tsd. ha

2.3 Das Biogaspotenzial in Deutschland

2.3.1 Die Situation heute

Biogas kann durch Vergärung (sog. Fermentation) unterschiedlicher Eingangsstoffe (Substrate) gewonnen werden. Dazu zählen verschiedene Reststoffe, wie landwirtschaftliche Ernterückstände und Tierexkrementen (Gülle), industrielle und kommunale Rückstände aus Biotonne. Von Bedeutung ist dazu die Vergärung von Nawaros. Hier wird vor allem Maissilage als das in der Praxis am häufigsten vorkommende Substrat verwendet, da sie einen günstigen Kompromiss aus Ernteertrag, Preis und Handhabung bietet.

Die Fläche, die für Pflanzen zur Biogasgewinnung zur Verfügung steht, beläuft sich wie erwähnt auf 550.000 ha. Bei einem durchschnittlichen Ertrag von Nawaro-Mais von 45 t/ha,

einer Biogasausbeute von 180 m³/t und einem Methangehalt von 55 % ergibt sich ein Potenzial von ca. 2,4 Mrd. m³/a Methan oder **24 Mrd. kWh/a** (86,4 PJ/a).

Eine ähnliche Größenordnung ergibt sich auch bei Annahme eines Zwei-Kulturen-Anbaus. Dabei wird ein Pflanzengemisch im zeitigen Frühjahr ausgesät und im Juni/Juli vor der Vollreife geerntet. Durch den vorgezogenen Erntetermin wird der Anbau einer Zweitkultur erlaubt, die ebenfalls in der Regel vor der Samenreife im Herbst geerntet wird. An dieser Stelle wird ein durchschnittlicher Wert des Ernteertrages ohne regionale Unterschiede aufgrund klimatischer und landwirtschaftlicher Bedingungen berücksichtigt.

Abbildung 2-2 zeigt die Verteilung des **technischen Potenzials** zur Biogaserzeugung bei einem gesamten Potenzial von 72,2 Mrd. kWh/a (260 PJ/a). Die Landwirtschaft hat mit den Beiträgen von sowohl Nawaros als auch Ernterückständen, Exkrementen und Grasschnitt aus Dauergrünland den weitaus größten Anteil mit 61 Mrd. kWh/a (84 %). Das technische Potenzial aus industriellen Reststoffen beträgt 3,5 Mrd. kWh/a (5%), während aus kommunalen Reststoffen ein technisches Potenzial von 7,7 Mrd. kWh/a (11 %) zur Verfügung steht. Zu letzterem zählen neben dem organischen Siedlungsabfällen auch das Landschaftspflegematerial.

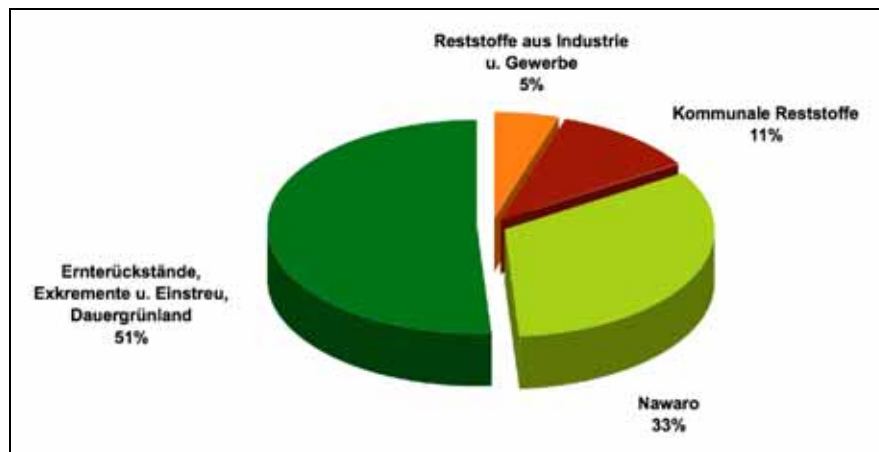


Abbildung 2-2: Biogaspotenzialverteilung nach Herkunft

2.3.2 Aussichten für die Entwicklung des Biogaspotenzials bis 2030

Werden die bisher angesprochenen Entwicklungen berücksichtigt, können die Aussichten für die künftige Entwicklung des Biogaspotenzials abgeschätzt werden. Bei stagnierenden Anteilen von Gülle und Reststoffen wird der Zuwachs von derzeit 7,2 Mrd. m³/a über 11,8 Mrd. m³/a (2020) bis 16,58 Mrd. m³/a (2030) durch die Nawaro-Anteile verursacht. Die Biogasproduktion sämtlicher Biogasanlagen betrug Ende 2003 in Deutschland 783 Mio. m³/a, was ca. 6,5 % des heutigen Potenzials entspricht.

Bei einem Heizwert von 10 kWh/m³ entspricht dies einer Energiemenge von 116 Mrd. kWh/a in 2020 bzw. 165,8 Mrd. kWh/a (2030) (Abbildung 2-3). Der ausgewiesene Unterschied von minimaler und maximaler Methanproduktion besteht hier in der Variation der Ernteertragssteigerung zwischen 1 und 3 % pro Jahr, während für den Mittelwert eine jährliche Ernteertragssteigerung von 2 %/a vorausgesetzt wurde.

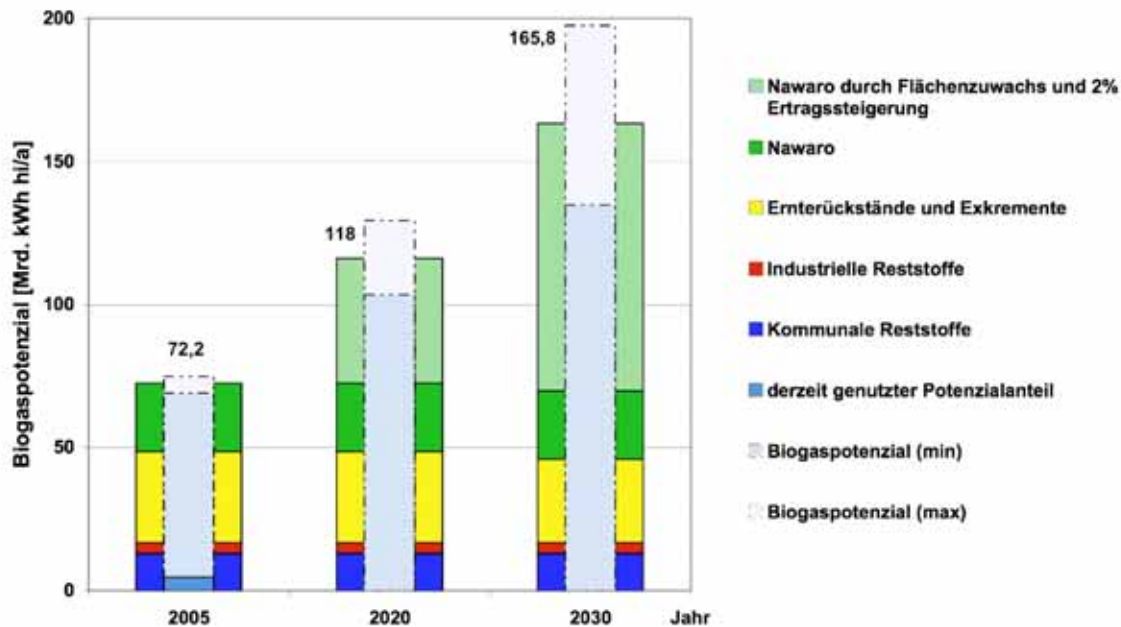


Abbildung 2-3: Entwicklung des Biogaspotenzials in Deutschland bis 2030

2.4 Abschätzung eines realistischen Ausbaupfads für Biogas

In Kapitel 2.3 wurde mit den Angaben zum technischen Biogaspotenzial die Obergrenze einer möglichen Erzeugung in Deutschland abgeschätzt. Es ist zu erwarten, dass nur ein Teil dieser Potenziale im Laufe der Zeit für die Biogaserzeugung und Einspeisung erschlossen wird. In diesem Abschnitt erfolgt deshalb eine Abschätzung des real zur Verfügung stehenden Biogaspotentials.

Wie in Kapitel 2.3 beschrieben beträgt das Biogaspotenzial aus Fermentation zur Zeit rund 72 Mrd. kWh/a. Doch nicht die gesamte Menge der aufgelisteten Potenziale liegt an Standorten, an denen mit einer Einspeisung in das Gasnetz gerechnet werden kann. Als wesentliche Hindernisse sind hier die Struktur landwirtschaftlicher Betriebe hinsichtlich ihrer Größe, des Biomasseaufkommens und der jeweiligen Biomassenutzung und die Biomassetransportbeschränkungen zu nennen. Viele Betriebe sind zu klein, um wirtschaftlich eine Biogasanlage mit anschließender Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz betreiben zu können. Als Lösung bietet es sich hier an, im Zusammenschluss mehrerer Betriebe größere Gemeinschaftsbiogasanlagen zu betreiben, wie es schon in der Praxis realisiert wird.

Hinsichtlich wirtschaftlich noch vertretbarer Transportentfernungen von Eingangssubstraten werden je Substrat verschiedene Ansätze gewählt:

- **Gülle** sollte aufgrund der geringen Energiedichte möglichst nicht, höchstens aber über 5-10 km transportiert werden. Somit ist der Gülleeinsatz aus wirtschaftlichen und logistischen Gründen nur eingeschränkt möglich. Deshalb wird abgeschätzt, dass etwa 50 % des Güllepotenzials Deutschlands an Stellen vorliegt, an denen eine Biogaseinspeisung möglich ist (Einspeisepotenzial 2005: 15,8 Mrd. kWh/a).

- Substrate aus nachwachsenden Rohstoffen (**Nawaros**) können aufgrund ihrer höheren Energiedichte deutlich weiter als Gülle transportiert werden. Wirtschaftlich vertretbare Transportentfernungen liegen bei 15-20 km. Somit kann davon ausgegangen werden, dass Substrate aus nachwachsenden Rohstoffen keinen Biomassetransportrestriktionen unterliegen und vollständig zur Produktion von einspeisbarem Biogas beitragen können (vgl. Abschnitt 8.1). (Einspeisepotenzial 2005: 24 Mrd. kWh/a)
- Biogas aus **industriellen Rückständen** wird meist in den Betrieben zur Eigenversorgung – beispielsweise zur Bereitstellung von Prozesswärme – selbst verwendet. Somit ist eine ausschließliche Biogaserzeugung aus industriellen Reststoffen zur Einspeisung in das Erdgasnetz wenig wahrscheinlich. Davon ausgehend, werden industrielle Reststoffe in der weiteren Biogaspotenzialabschätzung nicht mit berücksichtigt.
- **Kommunale Reststoffe** können, abhängig von der jeweiligen Energiedichte, im Durchschnitt noch deutlich weiter als Substrate aus nachwachsenden Rohstoffen transportiert werden. Des Weiteren fallen kommunale Rückstände zumeist in dicht besiedelten Gebieten mit einer gut ausgebauten Erdgasnetzinfrastruktur an. Aus diesem Grund wird von einer vollständigen Verfügbarkeit kommunaler Rückstände zur Gaseinspeisung ausgegangen. (Einspeisepotenzial 2005: 12,8 Mrd. kWh/a)

Zusammenfassend ergibt das verbleibende Biogaspotenzial für eine Einspeisung knapp 53 Mrd. kWh/a. Es kann allerdings nicht erwartet werden, dass dieses Potenzial auf einen Schlag für eine Einspeisung zur Verfügung steht, da entsprechende Anlagen und Infrastrukturen erst schrittweise aufgebaut werden müssen und sich der Markt für eingespeistes Biogas ebenfalls erst langsam aufbauen muss.

In der folgenden ersten groben Abschätzung eines möglichen Ausbaupfads im Zeitverlauf wird unterstellt, dass die Potenziale bei Gülle und den kommunalen Reststoffen bis zum Jahr 2030 vollständig umgesetzt werden. Im Fall der Nawaro-Biogaserzeugung wird ein dynamisches Marktwachstum angenommen, dessen Eckdaten in Tabelle 2-3 zusammengestellt sind. Es würden damit im Endstadium fast die Hälfte bzw. im Maximalfall zwei Drittel der verfügbaren Flächen für die Biogasproduktion verwendet. Voraussetzung für eine derartige Entwicklung sind allerdings anhaltend günstige energiepolitische Randbedingungen und konkurrenzfähige Produktionskosten für die Maissilage.

Tabelle 2-3: Eckdaten für einen möglichen Ausbaupfad der Nawaro-Biogaserzeugung bis 2030

	Einheit	2010	2020	2030
Biogaserzeugung aus Nawaro	Mrd. kWh/a	2,0 – 2,7	12,4 – 18,6	50,1 – 76,7
Anteil am ges. Nawaro-Potenzial	%	5 - 7	18 - 28	43 - 65
Durchschnittliches Marktwachstum für Nawaro-Biogas	%/Jahr	23 - 30	20 - 25	15 - 20
Erforderlicher jährlicher Zubau von Biogasanlagen (Modellanlage 250m ³ /h)	Neue Anlagen pro Jahr	Ca 70	> 90-120	>210-310

In der Summe wird über alle Biogaskategorien bis zum Jahr 2030 ein Gesamtpotenzial von 78 bis knapp 105 Mrd. kWh/a (10 Mrd. m³) im Maximalfall erreicht, das für eine Aufbereitung und Einspeisung zur Verfügung stehen könnte (Abbildung 2-4).

Angesichts der regionalen Unterschiede der Gasversorgung und Absatzstrukturen kann diese Gesamtbetrachtung jedoch nicht direkt auf die Bundesländer übertragen werden. Im folgenden Abschnitt 2.5 wird deshalb die Situation in den einzelnen Bundesländern genauer analysiert.

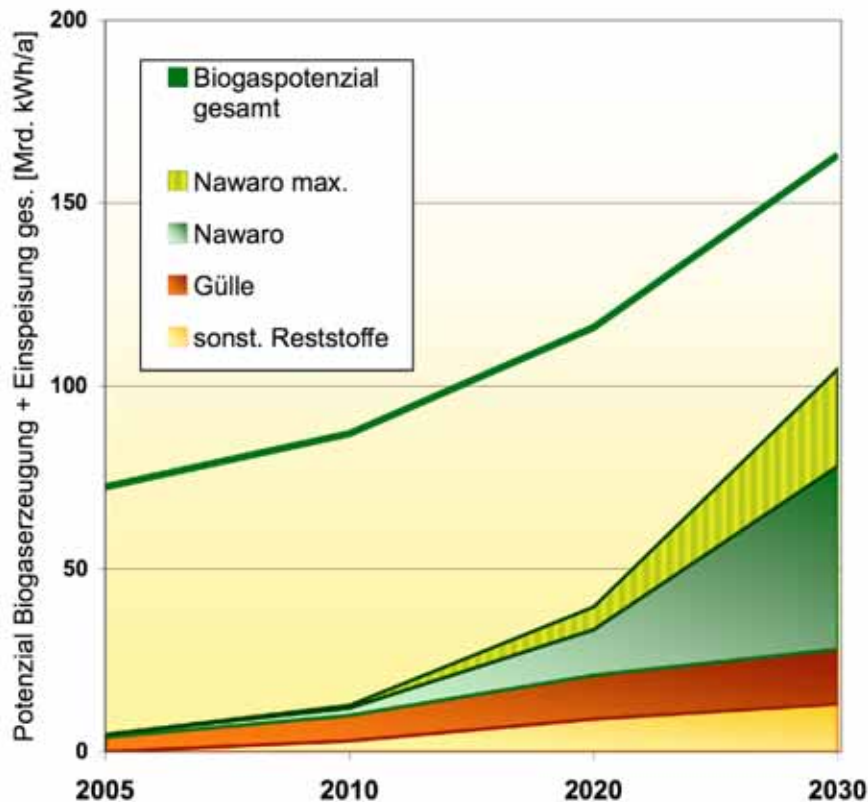


Abbildung 2-4: Darstellung eines möglichen Wachstumspfad der Biogaseinspeisung im Zeitverlauf bis 2030

2.5 Das regionale Biogaspotenzial in den Bundesländern

Das regionale technische Potenzial zur Biogaserzeugung durch Fermentation ist nahezu proportional zu der Flächengröße der einzelnen Bundesländer, da die landwirtschaftlichen Reststoffe zusammen mit dem Nawaro-Anbau die Potenziale dominieren (Abbildung 2-5). Entsprechend liegt in Bayern das größte Potenzial mit rund 15,1 Mrd. kWh/a vor, während in den Stadtstaaten Bremen, Berlin und Hamburg das technische Potenzial eher gering ist und sich im Wesentlichen auf industrielle und kommunale Reststoffe stützt.

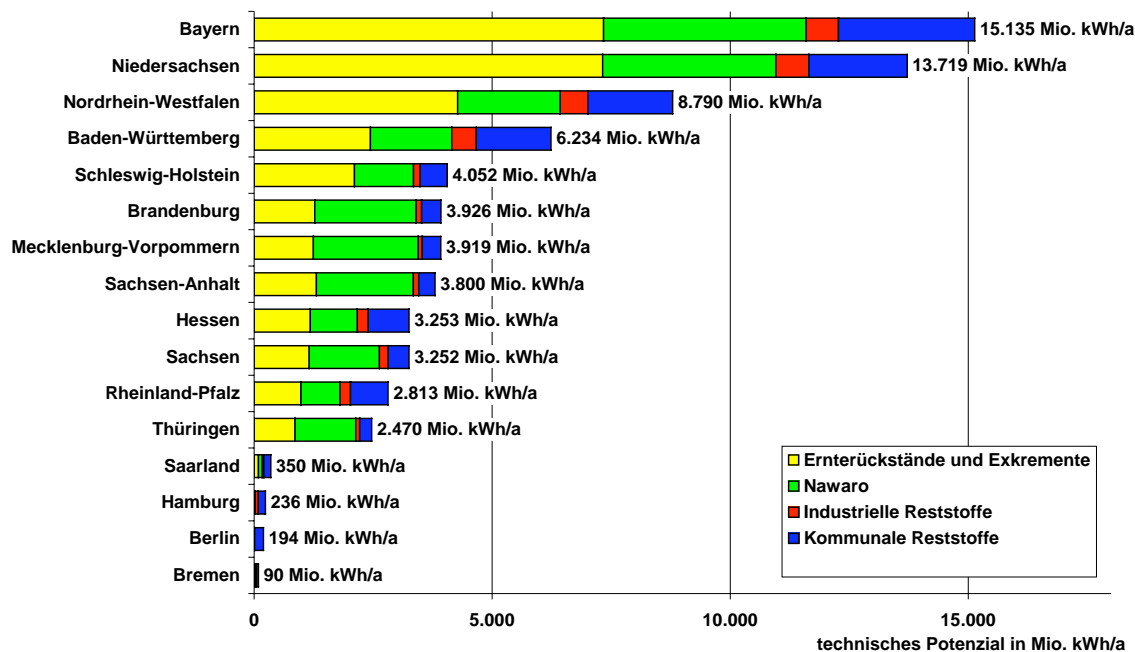


Abbildung 2-5: Technische Biogaspotenziale in den Bundesländern

Aus diesen regionalen Biogaspotenzialen werden analog zum Vorgehen im Abschnitt 2.4 durch Abzug von Biomassetransportrestriktionen die realistischen Potenziale abgeleitet, die mittel-langfristig für eine Biogaseinspeisung zur Verfügung stehen könnten (Tabelle 2-4).

Tabelle 2-4: Technisches Biogaspotenzial in den Bundesländern nach Abzug von Transportrestriktionen

Technisches Biogaspotenzial	Gesamtpotenzial nach Abzug von Transportrestriktionen					
	in TJ/a	in Mio. kWh/a	in Mio. kWh/d	in Mio. m³/a Methan	in Mio. m³/a Rohbiogas (53% CH₄)	in Mio. m³/d Rohbiogas (53% CH₄)
Berlin Hamburg Bremen	1.463	406	1,11	41	77	0,21
Saarland	973	270	0,74	27	51	0,14
Thüringen	7.043	1.956	5,36	196	370	1,01
Rheinland-Pfalz	7.552	2.098	5,75	210	397	1,09
Sachsen	8.986	2.496	6,84	250	472	1,29
Hessen	8.772	2.437	6,68	244	461	1,26
Sachsen-Anhalt	10.909	3.030	8,30	304	573	1,57
Brandenburg	11.416	3.171	8,69	318	600	1,64
Mecklenburg-Vorpommern	11.563	3.212	8,80	322	608	1,67
Schleswig-Holstein	10.301	2.861	7,84	287	542	1,48
Baden-Württemberg	16.185	4.496	12,32	451	851	2,33
Nordrhein-Westfalen	21.862	6.073	16,64	609	1.149	3,15
Niedersachsen	33.720	9.367	25,66	939	1.773	4,86
Bayern	38.825	10.785	29,55	1.082	2.041	5,59
Deutschland	189.571	52.659	144,27	5.282	9.965	27,30

3 Technologien der Erzeugung, Aufbereitung und Einspeisung von Biogas

3.1 Biogaserzeugung

Die Produktion von Biogas mittels anaerober Fermentation (Vergärung) ist mittlerweile eine ausgereifte Technologie. Die feuchte Biomasse wird dabei bei definierten Temperaturen durch Bakterien zersetzt, wobei das Biogas als Stoffwechselprodukt anfällt.

Da sich die Rahmenbedingungen der Biogaserzeugung hinsichtlich der Inputmaterialien, der gesetzlichen Regelungen und Vergütungen in den letzten Jahren ständig geändert haben, hat sich eine Vielfalt an technischen Ausführungen entwickelt. Trotzdem gibt es einen grundsätzlichen Verfahrensablauf, so dass sich alle Biogasanlagen hinsichtlich ihres systemtechnischen Aufbaus der vier Prozessstufen ähneln (Abbildung 3-1).

In der ersten Stufe wird das Substrat bereitgestellt, gelagert, je nach Anforderungen aufbereitet und in den Fermenter eingebracht. Als zweite Stufe folgt jeweils der eigentliche anaerobe Vergärungsprozess im Fermenter. Die dritte Stufe beinhaltet die Gasaufbereitung und die Gasnutzung. Quasi parallel zur dritten Stufe folgt in der vierten die Lagerung, Verwertung und / oder Nutzung der Gärreste.

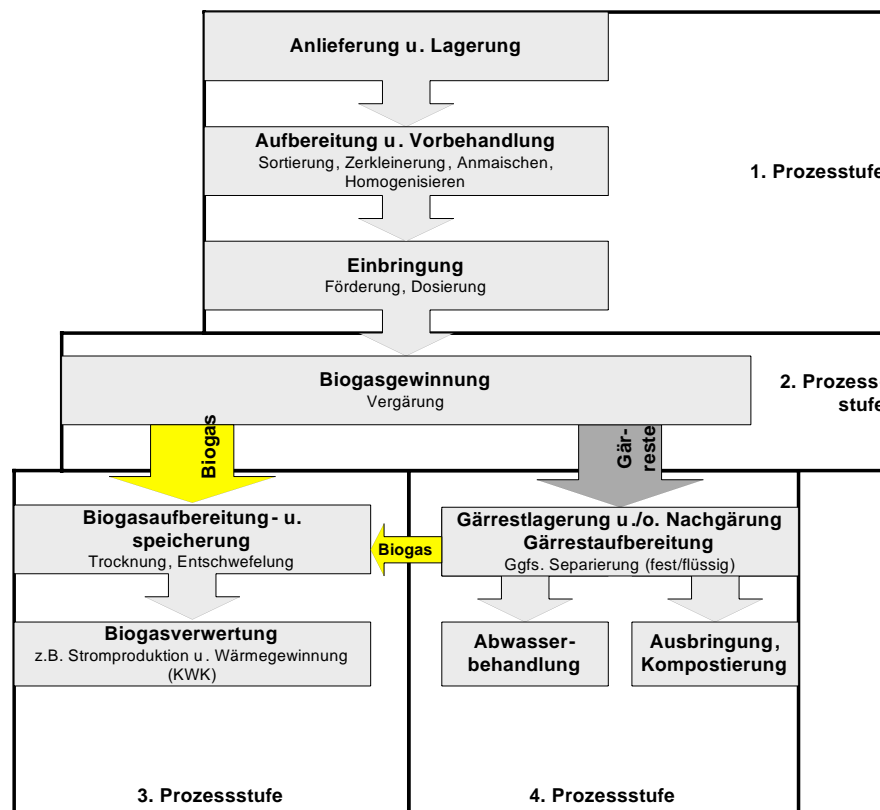


Abbildung 3-1: Allgemeiner Verfahrensablauf bei der Biogasgewinnung

Um eine einheitliche und vergleichbare Basis für die weiteren Untersuchungen zu schaffen, wurde aus der Vielzahl denkbarer Varianten ein Set von insgesamt sieben Modellanlagen definiert, die die gängige Bandbreite in der Praxis der Biogasnutzung abdecken. Es wurde dabei unterschieden

- typische **Gülleanlagen**, die den heute dominierenden Bereich der Verwertung tierischer Exkremente abdecken. Das Substrat basiert zu 90 % auf Gülle, zzgl. 10 % Nawaro.
- **Nawaro-Anlagen**, die in Zukunft bei der Nutzung von Energiepflanzen an Bedeutung gewinnen werden. Neben 90 % Nawaro-Substrat (Maissilage) werden 10 % Gülle zur Prozessstabilisierung eingesetzt. Reine Nawaro-Anlagen sind in der Entwicklung (sog. Trockenfermentation).

Eine Übersicht über die im Rahmen dieser Studie betrachteten sieben Modellanlagen bietet Tabelle 4-1.

Tabelle 3-1: Überblick über die untersuchten Biogasanlagen

Kürzel	Bezeichnung	Biogas-Produktion	Biogas zur Nutzung	Rohstoffbedarf (pro Tag)
BG 50 G	Gülleanlage 50 m³/h	58 m³/h	50 m³/h	31,5 t/d Gülle 3,3 t/d Nawaro
BG 250 G	Gülleanlage 250 m³/h	290 m³/h	250 m³/h	158 t/d Gülle 17 t/d Nawaro
BG 500 G	Gülleanlage 500 m³/h	580 m³/h	500 m³/h	315 t/d Gülle 33 t/d Nawaro
BG 50 N	Nawaro-Anlage 50 m³/h	56 m³/h	50 m³/h	7,1 t/d Nawaro 0,8 t/d Gülle
BG 250 N	Nawaro-Anlage 250 m³/h	280 m³/h	250 m³/h	36 t/d Nawaro 4 t/d Gülle
BG 500 N	Nawaro-Anlage 500 m³/h	560 m³/h	500 m³/h	71 t/d Nawaro 8 t/d Gülle
BG 500 B	Siedlungs-Abfälle-Anlage	582 m³/h	500 m³/h	140 t/d Biotonne

Für die Betrachtung im Rahmen dieser Untersuchung wurden drei Leistungsgrößen für die Biogasproduktion zur weiteren Verwendungen festgelegt (Kapazität der Anlagen **50 m³/h**, **250 m³/h** und **500 m³/h**). Die gesamte Biogasproduktion liegt unabhängig von der weiteren Verwendung ca. 10 - 15 % über diesen Leistungsgrößen, da der Prozess der Biogas-Erzeugung selbst Energie, besonders zum Beheizen des Fermenters, benötigt, die intern aus dem erzeugten Biogas gedeckt wird.

In Bezug auf die betrachtete Anlagengröße wird sich im Verlauf dieser Untersuchung zeigen, dass bei kleineren Anlagengrößen wesentlich höhere spezifische Kosten anfallen als bei größeren Biogasanlagen. Die Kostendegression würde demnach den Bau möglichst großer Biogasanlagen nahe legen. Dem stehen allerdings Restriktionen bei der Rohstoffversorgung gegenüber. Aufgrund des sehr hohen benötigten Viehbestandes wird die größere Gülle-Anlage mit 500 m³/h nur für wenige Betriebe in der Bundesrepublik in Betracht kommen und ist deshalb eher als ein Extremwert anzusehen, der nicht repräsentativ für die zukünftige Biogasantwicklung ist. Vergleichbares gilt für Nawaro-Anlagen, bei denen die Obergrenze der Biogasanlagen durch den logistischen Aufwand, insbesondere des Transportes, bestimmt wird. Nawaros werden selten wirtschaftlich lohnend über mehr als 15-20 km Entfernung zu transportieren sein. Da die große Nawaro Anlage (500 m³/h) über 500 ha

notwendiger Anbaufläche benötigt, stellt diese Anlagengröße aufgrund der Transportentfernungen der Silage derzeit ebenfalls eine sinnvolle Obergrenze dar.

Zusätzlich wurde eine Anlage zur Verarbeitung von Material aus **Siedlungsabfällen** berücksichtigt, bei der zu 100 % Biotonne-Abfälle eingesetzt werden. Diese Anlage wird nur in der Leistungsgröße 500 m³/h betrachtet.

3.2 Verfahrensschritte zur Biogasaufbereitung

Biogas aus landwirtschaftlichen Vergärungsanlagen besteht im Wesentlichen aus den Hauptkomponenten Methan (CH₄) und Kohlendioxid (CO₂) und ist vollständig wasserdampfgesättigt. Abhängig von der technischen Ausführung des Fermenters können auch Stickstoff und Sauerstoff in Form von Luft in nennenswerten Anteilen im Biogas enthalten sein. Weiterhin ist der Gehalt an Schwefelwasserstoff (H₂S) bedeutsam, wobei die Mengen abhängig von den Eingangssubstraten unterschiedlich hoch sein können.

Dieses **Rohbiogas** kann allerdings nur in wenigen Anwendungen direkt genutzt werden. Insbesondere für die Einspeisung ins Erdgasnetz ist eine Aufbereitung zu einem **Produktgas** mit höherer Qualität erforderlich.

Für die Aufbereitung von Rohbiogasen aus fermentativer Erzeugung sind im Wesentlichen drei Arbeitsschritte zu vollziehen: Biogasentschwefelung, Gastrocknung und CO₂-Abtrennung (Abbildung 3-2). Aufgrund der sehr geringen Belastung von Biogasanlagen mit Aromaten (Benzol, Toluol, Xylol) und sonstigen Verbindungen werden diese bei der Auslegung der Gasreinigungsverfahren vernachlässigt.

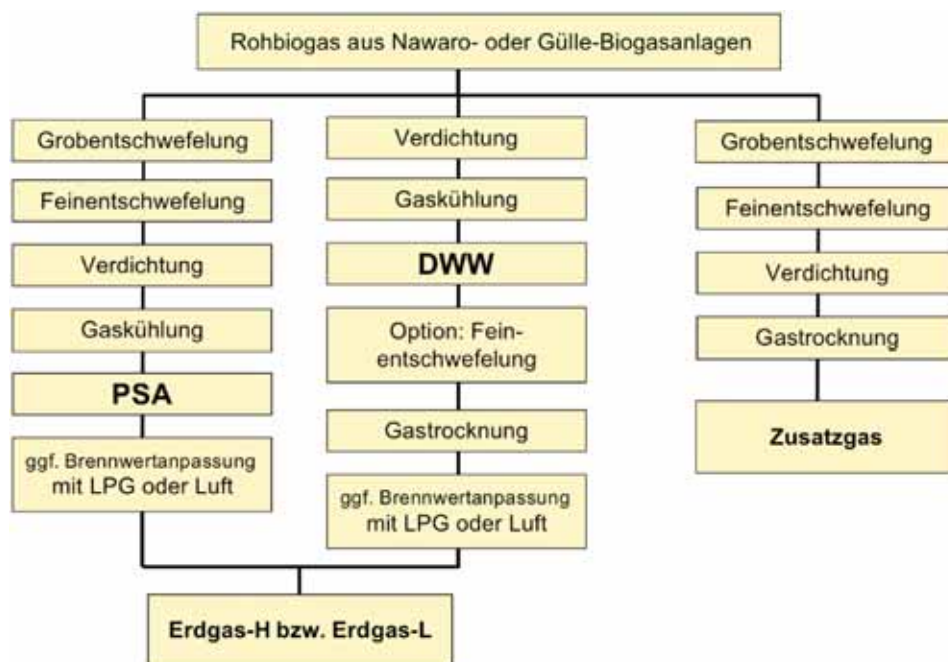


Abbildung 3-2: Betrachtete Verfahrensketten der Biogasaufbereitung

Eine Vielzahl unterschiedlicher Verfahren steht für die jeweiligen Gasaufbereitungsschritte zur Verfügung, die abhängig von technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen entsprechend kombiniert und miteinander verknüpft werden müssen. Generell sind Gasreinigungs- bzw. Gasaufbereitungsverfahren nur eingeschränkt auf andere Biogasanlagen übertragbar. Sie sollten deshalb in jedem Fall an die konkrete Biogaszusammensetzung bzw. die örtlichen Gegebenheiten angepasst und optimiert werden.

Es gibt verschiedene Verfahren zur **CO₂-Abtrennung** aus Biogasen. Für die in dieser Studie betrachteten Biogasdurchsätze von 50 bis 500 Nm³/h kommen aber - sowohl unter technischen als auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten - die Verfahren Druckwasserwäsche (DWW) und Druckwechseladsorption (Pressure-Swing-Adsorption PSA) in Frage. Mit beiden Verfahren können Methangehalte bis 96 Vol.-% im Produktgas (Erdgas-H-Qualität) erreicht werden.

- Die **Druckwasserwäsche (DWW)** arbeitet nach einem kontinuierlichen Verfahren und erzielt hohe Absorptionsraten bei den üblichen Verunreinigungen Kohlendioxid, Schwefelverbindungen und Wasserdampf. Die Methanverluste sind mit ca. 2% moderat. Die sehr großen umlaufenden Waschmittelmengen verursachen jedoch vergleichsweise hohe Betriebskosten, die erst bei Durchsätzen von mehr als 250 Nm³/h eine wirtschaftliche Attraktivität erlauben. Die notwendige Reinheit des Produktgases sollte immer nur so hoch wie absolut notwendig angesetzt werden, da höchste Absorptionsraten den Lösungsmittelbedarf noch steigern. Weitere Nachteile sind die relativ geringe Flexibilität gegenüber schwankenden Rohgasmengen und -zusammensetzungen, das hohe spezifische Anlagengewicht und ein hoher Wartungsaufwand.
- Das Verfahren der Druckwechseladsorption (PSA) ist Stand der Technik. Insbesondere bei Verfahren zur Methananreicherung von Biogas kann man auf einige Projekte, insbesondere in Schweden, zurückgreifen. Der Betrieb ist unproblematisch und der Wartungsaufwand relativ gering. Die Standzeiten der Betriebsmittel sind bei sachgemäßem Gebrauch nahezu unbegrenzt. Der Energiebedarf ist im Vergleich zu anderen Verfahren eher gering. Das Verfahren ist für kleine Kapazitäten prädestiniert. Der Methanverlust einer PSA Anlage liegt allerdings bei etwa 5%. Nachteilig im Vergleich zum Verfahren der Druckwasserwäsche ist ebenfalls, dass das Rohbiogas vor Eintritt in die PSA entschwefelt und getrocknet werden muss.

Zur **Entschwefelung** von Biogasen kommen unterschiedliche Methoden in Betracht, bei denen je nach Anwendungsfall eine Grob- oder Feinentschwefelung erreicht werden kann. Maßgeblich bei der Auswahl der Entschwefelungsverfahren ist die Anwendbarkeit für den konkreten Anwendungsfall einer Biogasaufbereitung und der derzeit aktuelle technische Entwicklungsstand im Bereich der Biogasnutzung.

Eine **Trocknung** des Rohbiogases ist aus mehreren Gründen zwingend notwendig. Dazu zählen neben den Anforderungen sich anschließender Gasreinigungsprozesse wie z.B. der PSA vor allem auch die Vorgaben bei der Einspeisung ins Erdgasnetz. Außerdem wird durch die Gastrocknung die Korrosion nachfolgender Anlagenteile durch Kondensat vermieden, das gelöstes CO₂ und H₂S enthalten kann.

Eine erste Gasvortrocknung kann z.B. durch eine **Biogasverdichtung** erreicht werden. Hierbei entsteht Kondensat, das nach der Verdichtung in einem Tropfenabscheider von der Gasphase abgetrennt werden kann. Deutlich wirksamer ist eine Gasvortrocknung mittels **Gaskühlung** auf Temperaturen um 3-5 °C und nachfolgender Tropfenabscheidung. Die Anforderungen für die Einspeisung ins Gasnetz werden mit einer Gaskühlung jedoch noch nicht erreicht. Prinzipiell geeignete Verfahren der Gasfeintrocknung sind adsorptive Verfahren oder Glykolwäschen.

3.3 Techniken für die Einspeisung ins Erdgasnetz

Nachdem das Rohbiogas zu einem Produktgas mit entsprechender Qualität aufbereitet wurde, muss die Erzeugungsanlage an das Erdgasnetz angeschlossen werden⁵.

Bei einer Einspeisung muss grundsätzlich gewährleistet sein, dass das Gas mit einem höheren als dem entsprechenden **Leitungsdruck** an der Einspeisestelle vorliegt. Die Entscheidung, ob eine Druckerhöhung bei dem Produktgas aus Biogasanlagen notwendig ist, ergibt sich aus den verschiedenen Druckstufen des Erdgasnetzes. Aufgrund des verfahrensbedingten Betriebsdrucks der Aufbereitungsanlagen von 5-8 bar liegt das aufbereitete Biogas in den meisten Fällen jedoch schon mit einem Druck vor, der – je nach Aufbereitungsverfahren – für eine Einspeisung in lokale oder Verteilnetze in der Regel ausreicht.

Mit dem Begriff der **Gasdruckregel- und Messanlage** (GDRM-A) werden Kombinationen aus Gasdruckregelanlagen und Gasmessanlagen bezeichnet, die sich an den Schnittstellen verschiedener Leitungen, Netzteile oder Netze befinden. Ihre Aufgabe ist es, am Einspeisepunkt den Volumenstrom und den Gasdruck zu messen, regeln und zu begrenzen. Das Gas wird von einem Eingangsdruck auf einen niedrigeren Ausgangsdruck entspannt. In der Regel schwankt der Eingangsdruck, während der Ausgangsdruck über den Volumenstrom konstant zu halten ist. Neben der Druckregelung und Mengenmessung wird das nachgeschaltete Netz über Sicherheitseinrichtungen gegen eine Überschreitung des zulässigen Leitungsdruckes geschützt.

Von den Gasdruckregel- und Messanlagen sind zusätzlich die Anlagen zur **Gasbeschaffenheitsmessung** zu unterscheiden. Unter dem Begriff "Gasbeschaffenheit" werden brenntechnische Kenndaten wie Brennwert, Heizwert, Dichte und Wobbe-Index zusammengefasst. Auch werden der CO₂- und Sauerstoffgehalt des Gases, sowie Gasbegleitstoffe, Schwefelkomponenten, der Wassertaupunkt und der KW-Kondensationspunkt gemessen.

Für eine zeit- und wärmeäquivalente Übernahme muss ein Nachweis über die übernommenen Energiemengen und den Wobbe-Index geführt werden. Die Gasabrechnung erfolgt heute fast ausschließlich thermisch, d. h. dem Kunden wird nicht das vom geeichten Gaszähler gemessene Gasvolumen, sondern die Energie des bezogenen Gases (in kWh_{th}) in Rechnung gestellt. Aus diesem Grund ist für die **Gasabrechnung** vor allem die Bestimmung des Brennwertes des eingespeisten Gases relevant.

Gase, die in die öffentliche Gasversorgung gelangen, müssen durch eine **Odorierung** mit Geruchsstoffen versetzt werden, um eine Gefährdung der Nutzer sowie des Bedien- und Wartungspersonals beim Ausströmen des ansonsten geruchlosen Erdgases auszuschließen.

Unter **Konditionierung** wird an dieser Stelle die Regelung der Gasqualität für die Einspeisung verstanden, die sich an der geforderten Gasqualität orientiert. Die dabei bestehenden Anforderungen werden in Abschnitt 8.2 behandelt. Je nach Einspeisefall muss dabei ein **Mischer** vorgesehen werden. Anlagen zur Mischung werden über den Heizwert- oder Wobbe-Index geregelt, wobei Druck und Volumenstrom als Stellgrößen fungieren. Probleme entstehen in diesem Fall bei geringen Volumenströmen oder schwankenden Einspeisemengen, die eine Regelung kompliziert gestalten.

Da Biogasanlagen im Prinzip kontinuierlich betrieben werden, kann sich u.U. die Notwendigkeit ergeben, die produzierte Gasmenge für einige Stunden in einem

⁵ Die Techniken und Kosten des Einspeisepunkts werden in Band 4 des Endberichts vom GWI Essen detailliert erläutert.

Zwischenspeicher (Tagesspeicher) zu lagern, um ein gewünschtes Einspeiseprofil zu erreichen.

4 Eine neue Option - Erzeugung von Methan aus Biomassevergasung

Bisher wurde ausschließlich die Erzeugung von Biogas, also Methan aus fermentativen Prozessen untersucht. Eine andere Option zur Methanproduktion ist die Vergasung fester Biomasse zu Synthesegas⁶. Durch einen nachgeschalteten Methanisierungsprozess wird die Ausbeute an Methan (CH₄) soweit gesteigert, dass ein dem Erdgas ähnliches Synthesegas auf der Basis von Holz vorliegt. Das "Bio-Erdgaspotenzial" wird somit durch den zusätzlich zur Verfügung stehenden Rohstoff Holz deutlich erweitert.

Bei der Vergasung handelt es sich um eine thermo-chemische Stoffumwandlung der festen Biomasse bei Temperaturen zwischen 600 und 900 °C mit einem zumeist sauerstoff- und/oder dampfhaltigen Vergasungsmittel. Dabei treten im Wesentlichen die folgenden Prozessschritte auf, die je nach Verfahrensprinzip teilweise simultan ablaufen:

- Bei der **Trocknung** und anschließenden **Thermolyse** der Brennstoffpartikel werden die flüchtigen Bestandteile als CO, CO₂, H₂O, H₂ und Kohlenwasserstoffe freigesetzt.
- Die gebildeten gas- bzw. dampfförmigen Stoffe reagieren in homogenen **Gasphasenreaktionen** weiter.
- Der bei der Thermolyse gebildete Koks (Kohlenstoff) reagiert in heterogenen **Gas-Feststoff-Reaktionen** mit den gasförmigen Komponenten wie O₂, CO, H₂O etc.

Zu den derzeit entwickelten Vergasungsverfahren gehören Wirbelschichtvergaser, Festbettvergaser und Flugstromvergaser. Die Auswahl des Verfahrens muss sicherstellen, dass eine möglichst hohe Gasqualität erreicht wird, möglichst große Anlagen realisiert werden können und das Verfahren heute schon eine gewisse Entwicklungsreife (Einsatzfähigkeit) aufweist.

Festbettvergaser sind im Rahmen dieser Studie auszuklammern, da sie die beiden ersten Kriterien nicht, und das dritte Kriterium nur in wenigen Ausnahmefällen erfüllen können. Die Verfahren mit Flugstromvergasung sind zwar für großtechnische Gaserzeugung und für große Leistungen prinzipiell geeignet und deshalb künftig viel versprechend, doch fehlen bislang belastbare Daten von ausgeführten Dauerbetriebsanlagen. Eine aussagekräftige Bewertung kann daher im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen.

Für den reinen Vergasungsschritt von Biomasse ist derzeit das **Wirbelschichtprinzip** Stand der Technik. Derartige Verfahren werden als die aussichtsreichsten für die Gaserzeugung angesehen und bieten gegenwärtig die beste Datengrundlage. Herauszuhebende und belastbare Praxisbeispiele sind die Demonstrationsanlagen in Värnamo/Schweden und in Güssing/Österreich.

Für diese Studie wurde das im Demonstrationsmaßstab realisierte Güssing-Verfahren gewählt, das als Dampfvergasung konzipiert ist und beste Voraussetzungen in Hinblick auf die notwendige Gasaufbereitung bietet. In der Anlage mit rund 8 MW Feuerungswärmeleistung (FWL) werden aus stündlich 1.760 kg Holz(-schnittel) 2 MW Strom und 4,5 MW Fernwärme erzeugt. Das in der Demonstrationsanlage Güssing realisierte

⁶ Die Vergasung und Einspeisung von Synthesegas wird in Band 3 „Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland“ des Fraunhofer Institut UMSICHT behandelt.

allotherme Wirbelschichtverfahren Güssing-Verfahren wird auch als FICFBG-Verfahren (fast internal circulating fluidized bed gasification) bezeichnet (Abbildung 4-1).

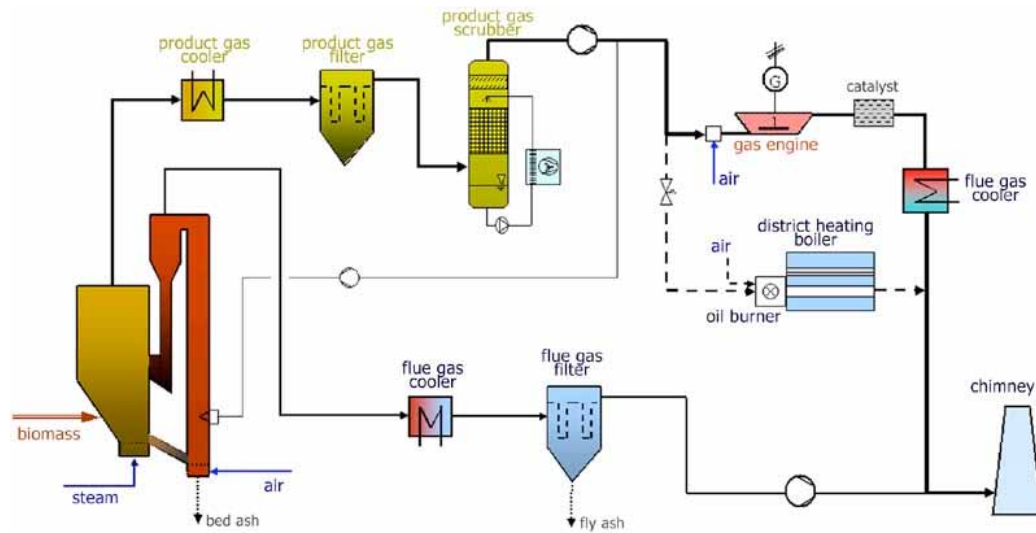


Abbildung 4-1: Verfahrensschema des FICFBG-Verfahrens

Das Synthesegas besteht aus den Hauptbestandteilen Wasserstoff (H_2) und Kohlenmonoxid (CO) sowie aus Kohlendioxid, Stickstoff, Wasserdampf und Methan sowie zahlreichen sonstigen Bestandteilen (sog. Minorkomponenten), die eine energetische Nutzung bzw. Einspeisung in das öffentliche Erdgasnetz behindern. Zu den unerwünschten Minorkomponenten zählen vor allem Teere, Stäube, Alkalien, Schwefel und Halogenide.

Die Verwendung als Ersatz für Erdgas und die damit verbundenen Anforderungen bestimmen die Art und den Grad der erforderlichen Gasreinigung und Gasaufbereitung. Die Gasreinigung umfasst zwingend eine Partikelabscheidung, eine Teerabscheidung, eine Entschwefelung und eine CO₂-Abscheidung. Für den Betrieb der hierzu benötigten Verfahrensschritte sind auch mindestens eine Gaskühlung und eine Gasverdichtung sowie eine katalytische Methanisierung und eine Gastrocknung erforderlich.

Im Rahmen der Studie erscheint dieses Verfahren für die Biomassevergasung und im Hinblick auf eine Gasaufbereitung zu Erdgasqualität gegenwärtig am besten geeignet. Eine unter techno-ökonomischen Gesichtspunkten derzeit sinnvolle Abschätzung der Anlagengröße als Untersuchungsgegenstand könnte ausgehend von der jetzigen 8 MW_{FWL}-Demogröße bei rund 25 MW_{FWL} liegen. Für einen wirtschaftlichen Betrieb wird für spätere Anlagen von deutlich größeren Einheiten ausgegangen. Die Eckdaten sind in der nachfolgenden Tabelle 4-1 aufgelistet.

Tabelle 4-1: Technische Eckdaten des FICFBG-Vergasers in Güssing

FICFBG-Verfahren		Demoanlage In Güssing	gerechnete Fallstudie
Feuerungswärmeleistung	MW _{FWL}	8	25
Brennstoffdurchsatz	kg/h _{wf}	1.600	6.125
Brennstoffbeschaffenheit		Hackgut (20-60 mm)	Hackgut (20-60 mm)
Gasvolumenstrom	m ³ /h (i.N.)	2.000	6.250
Investitionskosten bis Flansch Rohgasübergabe (gekühlt, entteert, entstaubt)	EURO	6.700.000 (Schätzg. nach Abzug BHKW)	11.490.000 (Schätzg. Hochrechnung)

Die folgende Analyse der Kosten und Umweltwirkungen wird zeigen, dass die Vergasung von Holz zu einem methanreichen Gas mit anschließender Aufbereitung und Einspeisung eine durchaus interessante Option darstellt (vgl. Abschnitt 7.3). Die Vergasung von holzartiger Biomasse mit Reinigung, Aufbereitung und Einspeisung des Produktgases bietet wirtschaftlich und ökologisch interessante Perspektiven, die teilweise mit alternativen Holznutzungen inkl. dem häufig diskutierten Biomass-to-Liquid Pfad (BTL) konkurrieren können. Weitere Aspekte für die Bewertung der Vergasungsrouten sind:

- Holz und andere feste Biomassen bieten national wie international signifikante, teilweise noch in großem Umfang ungenutzte Potenziale (z.B. für Deutschland Schätzung ungenutzter Zuwachs Waldholz 30 Mio. t/a)
- Die Technik befindet sich in der F&E-Phase, analog zur BTL-Route ist mit einem großtechnischen Einsatz nicht vor 2020 zu rechnen. Grundsätzliche Probleme sind jedoch nicht zu erkennen.
- Die hier getroffenen Annahmen und Aussagen unterliegen zwar großen Unsicherheiten, im Kern rechtfertigen die Ergebnisse jedoch eine weitere intensive Beschäftigung mit der Technik. Der industrielle und politische Schwerpunkt in Deutschland liegt z.Zt. jedoch auf synthetischem Diesel (BTL), während die Methanisierung vernachlässigt wird. Hier besteht Handlungsbedarf vor allem mit Blick auf intensivere Aktivitäten in der Schweiz, den Niederlanden und Österreich.
- Die wirtschaftliche Realisierung wird zu Anlagengrößen bis 100 MW Feuerungswärmeleistung und größer führen, was eine begrenzte Zahl von Anlagen erwarten lässt.
- Der entsprechende Holzbedarf derartiger Großanlagen von bis zu 200.000t/a und mehr wird im Wesentlichen durch überregionale Logistikstrukturen gedeckt werden, was die Standortwahl beeinflussen wird (Binnenschiffahrtstrasse, Meereshafen). Die Biomasselogistik wird hierbei der limitierende Faktor für die Anlagengröße sein. Aufgrund der technologischen Merkmale könnte die Option der Methanisierung dabei u.U. schon bei kleineren Anlagengrößen wirtschaftlicher arbeiten als die Fischer-Tropsch-Synthese beim BTL, was die Umsetzungschancen erhöhen würde. Hier besteht Untersuchungsbedarf.
- Die Anlagengröße führt zu erheblichen Produktgasvolumen, die sinnvollerweise in Transportleitungen mit hohem Volumenstrom eingespeist würden. Die Realisierung derartiger Anlagen wird stark vom Einzelfall abhängig sein. Eine differenzierte regionale Potenzialbetrachtung wurde deshalb im Gegensatz zum Biogas aus Vergärung nicht durchgeführt.

5 Biogas im Vergleich zu anderen Biomassepfaden - Auswahl der untersuchten Optionen

Bei einem Blick auf die Biomassepotenziale wurde deutlich, welche Vielfalt an Einsatzstoffen und potenziellen Nutzungsmöglichkeiten existieren, um Energie aus Biomasse zu gewinnen. Ausserdem bieten sich häufig unterschiedliche technische Alternativen an, um einen Bioenergieträger energetisch zu nutzen, die sich in ihren Merkmalen teilweise deutlich von einander unterscheiden.

Bei den zentralen Fragen dieser Studie geht es allerdings weniger um eine detaillierte Abbildung des Bioenergiesystems, sondern um eine robuste Bewertung der möglichen Rolle von Biogas im Energiesystem im Vergleich zu anderen relevanten Routen der energetischen Biomassenutzung. Für den Vergleich der wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte der Biomasseoptionen, die in Kapitel 6 und 7 beschrieben werden, wurde deshalb eine begrenzte Zahl von Technologien ausgewählt, die als Eckpunkte die derzeit wichtigsten Nutzungspfade stellvertretend repräsentieren. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf stationären Anwendungen zur Strom und Wärmeerzeugung. Biokraftstoffe wie Biodiesel (RME), Ethanol (EtOH) oder auch zukünftige Optionen für synthetische Kraftstoffe (BTL) wurden im Rahmen dieser Untersuchung nicht in gleichem Umfang analysiert, sie werden aber in der Übersicht der Nutzungspfade beschrieben sowie in der Diskussion und vergleichenden Bewertung berücksichtigt⁷.

In Tabelle 5-1 werden die untersuchten Biomassepfade im Überblick dargestellt.

⁷ Eine detailliertere Beschreibung aller Techniken und ihrer Merkmale findet sich in Band 2 „Biomassepotentiale in Deutschland, Nutzungstechniken und ökonomisch-ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade“ des IE Leipzig.

Tabelle 5-1: Übersicht der untersuchten Pfade für eine energetische Biomassenutzung

Biomasse-Input	Anwendungsbereich	Betrachtete Techniken
Wald-/Rest-/Altholz	Wärmebereitstellung in Kleinanlagen	Pelletheizung 30kW _{th} Hackschnitzelfeuerung 30kW _{th} Scheitholzkessel 30kW _{th}
Wald-/Rest-/Altholz	Wärmebereitstellung mit Nahwärmenetz	Holz-Heizwerk 5MW _{th} mit Erdgas-Spitzenlastkessel
Wald-/Rest-/Altholz	Stromerzeugung	Holz-Kraftwerk 20MW _{el} Holz-Heizkraftwerk 20 MW _{el} mit Wärmenutzung (z.B. Industrie, Fernwärme)
Biogas (Gülle, Energiepflanzen, Bio-Abfall)	Nutzung vor Ort	Verstromung in BHKW mit/ohne Wärmenutzung
	Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz	Erdgas-Brennwerttherme 30 kW _{th} Verstromung in BHKW mit Wärmenutzung Erdgas-Tankstelle (CNG)
Wald-/Rest-/Altholz	Vergasung, Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz	Erdgas-Brennwerttherme 30 kW _{th} Verstromung in BHKW mit Wärmenutzung Erdgas-Tankstelle (CNG)

Durch die ausgewählten Pfade sind die derzeit wichtigsten Einsatzfelder für holzartige Brennstoffe und Biogas gut repräsentiert. Der Bereich der halmgutartigen Rückstände wird dagegen nicht explizit betrachtet, die eher trockenen Fraktionen (z.B. Stroh) werden vergleichbar zum Holz vor allem zur Strom- und Wärmeerzeugung durch Verbrennung eingesetzt. Feuchte Fraktionen (z.B. Gras aus Dauergrünland) stehen hingegen als Substrat für die Biogaserzeugung zur Verfügung und wurden bei der Gesamtpotenzialermittlung berücksichtigt.

6 Vergleich der Kosten der untersuchten Biomassepfade (ökonomische Analyse)

Für die untersuchten Biogas- und Synthesegaspfade wurde im Rahmen der ökonomischen Analyse ein Kostenvergleich mit den anderen ausgewählten Biomassepfaden durchgeführt⁸.

⁸ Eine detaillierte Darstellung der ökonomischen Analyse und Datengrundlagen findet sich in Band 2 „Biomassepotentiale in Deutschland, Nutzungstechniken und ökonomisch-ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade“ des IE Leipzig. Die Techniken und Kosten der Aufbereitung und Einspeisung sind in Band 3 „Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland“ des Fraunhofer Institut UMSICHT beschrieben.

Die Kosten wurden dabei als betriebswirtschaftliche Vollkosten kalkuliert und bestehen im Wesentlichen aus den Investitions- und Betriebskosten wie Eigenverbrauch, Wasserverbrauch, Abwasseranfall, Prozesshilfsmittel, Personalaufwand, Wartung etc. Eine detaillierte Übersicht der Rahmendaten über grundsätzliche Randbedingungen und die Annahmen zur Berechnung von Investitions- und Betriebskosten findet sich im Anhang.

6.1 Kosten der Bereitstellung von Erdgas durch Vergärung und Vergasung von Biomasse

Für die spätere Verwendung in den unterschiedlichen Anwendungstechniken ist zunächst einmal interessant, zu welchen Kosten das Rohgas in der Biogasanlage bzw. dem Vergaser erzeugt werden kann. Die Aufbereitung und Einspeisung des Produktgases verursacht darüber hinaus zusätzliche Kosten, die sich später in den Gestehungskosten der Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff niederschlagen

6.1.1 Rohgaserzeugung

Für die in Kapitel 4.1 definierten Biogasanlagen und den Holzvergaser wurden die jeweiligen Kosten der Rohgasproduktion ermittelt. Je nach Anlage variieren diese zwischen 3,3 und 7,9 ct/kWh_{hi} (Abbildung 6-1).

- Die kostengünstigste Option stellt die Vergärung von **Gülle** dar (5,2, 3,6 und 3,3 ct/kWh_{hi} je nach Anlagengröße), was durch die niedrigen Kosten für das Güllesubstrat bewirkt wird. Allerdings ist man auf den jeweils lokal vorhandenen Tierbestand angewiesen, da Gülle im Transport zu teuer ist und somit die große Anlage nur im seltenen Einzelfall realisiert wird.
- Die Biogaserzeugung aus **Nawaro** liegt um etwa 2 ct/kWh_{hi} höher als die aus Gülle. Je nach Anlagengröße werden Kosten von 7,9, 5,8 oder 5,7 ct/kWh_{hi} erzielt. Durch höhere Biogasproduktionen lassen sich die spezifischen Produktionskosten um etwa 30 % senken. Somit liegen die kleine Gülleanlage und die große Nawaro-Anlage in einer ähnlichen Größenordnung.
- Die **Biotonnen**-Anlage liegt mit 4,8 ct/kWh_{hi} zwischen den beiden landwirtschaftlichen Anlagen. Die eigentliche Rohgaserzeugung ist zwar teurer als bei landwirtschaftlichen Anlagen, es wird aber eine Gutschrift aufgrund der vermiedenen Entsorgung des Bioabfalls erwirtschaftet. Diese reduziert die Gesamtkosten der Gaserzeugung erheblich, womit diese stark von den erzielbaren Entsorgungserlösen abhängen.
- Die Produktion von Biogas mittels **Holzvergasung** ergibt Rohgaskosten von knapp unter 3,8 ct/kWh_{hi}. Diese Anlage ist aber aufgrund ihrer Leistungsgröße (6250 m³/h), aufgrund des anderen Verfahrens, abweichenden Investitionskosten und fehlender Praxiserfahrungen nur bedingt mit den Fermentations-Anlagen zu vergleichen.

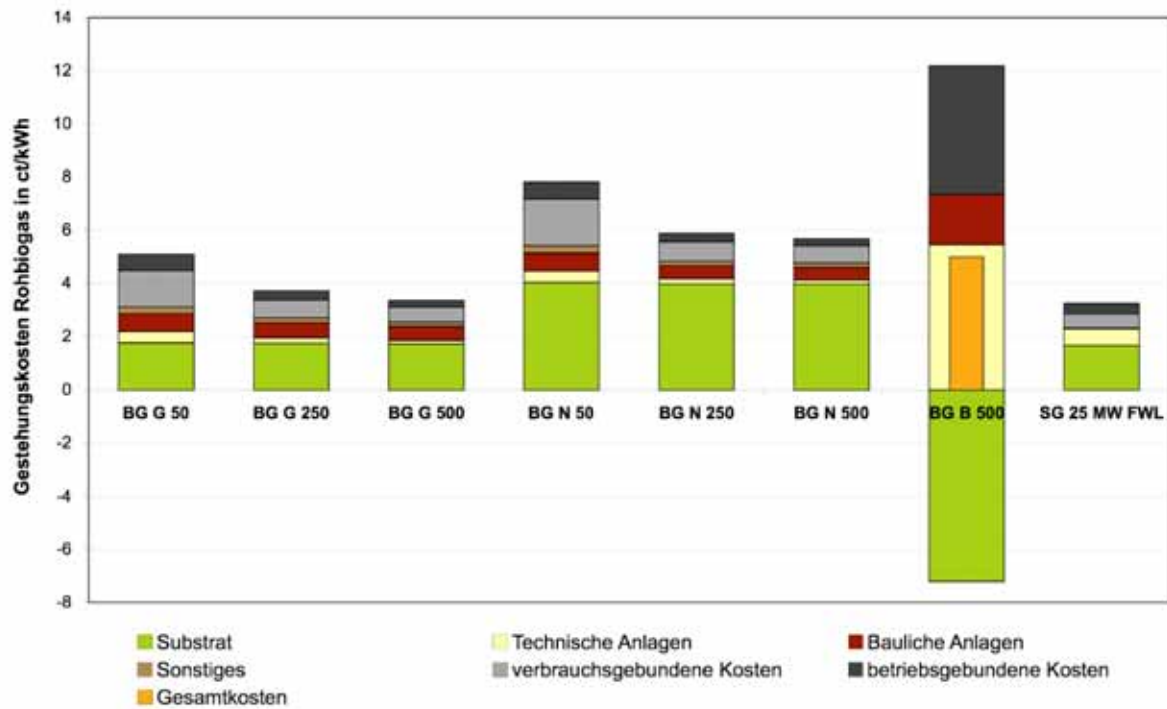


Abbildung 6-1: Kosten der Erzeugung von Rohgas

6.1.2 Produktgaserzeugung

Soll das Biogas bzw. Synthesegas nicht dezentral in Anlagennähe in einem BHKW verstromt werden, kann es, wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, auf Erdgasqualität aufbereitet werden. Die Kosten einer Einspeisung von Biogas und Synthesegas in das Erdgasnetz setzen sich aus den Kosten der Gaserzeugung einschließlich Gaskonditionierung und den Kosten der eigentlichen Gaseinspeisung zusammen.

Die üblichen Aufbereitungsverfahren Druckwasserwäsche (DWW) und Druckwechsel-Adsorption (PSA) verursachen dabei vergleichbare Aufbereitungskosten (Tabelle 6-1). Beide Optionen sind in Abbildung 6-2 gezeigt. Die spezifischen Kosten der Aufbereitung sind sehr stark von der Größe der betrachteten Anlage abhängig. Für Durchsätze ab 250 m³/h Rohbiogas betragen sie unter 2 ct/kWh_{hi} und steigen bis auf 4,5 bis 6 ct/kWh_{hi} für kleinere Durchsätzen von 50 m³/h. Die Aufbereitungskosten des Synthesegases betragen ca. 2,3 ct/kWh_{hi} wobei ein aufwendigeres Reinigungsverfahren angewendet werden muss.

Nach der Aufbereitung auf Erdgasqualität kann das Gas in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die Kosten der Einspeisung und Durchleitung betragen zwischen 2 ct/kWh_{hi} bei Durchsätzen von weniger als 50 m³/h aufbereitetem Biogas und um 0,3 ct/kWh_{hi} bei ca. 500 m³/h. Aufgrund des hohen Gasdurchsatzes von fast 2.000 m³/h liegen die Kosten der Einspeisung und Durchleitung beim Synthesegas bei ca. 0,1 ct/kWh_{hi}.

Tabelle 6-1: Kosten der Biogaserzeugung, Aufbereitung und Einspeisung

ct/kWh	BG G 50	BG G 250	BG G 500	BG N 50	BG N 250	BG N 500	BG B 500	SG 25 MW FWL
DWW-Verfahren								
Substratkosten	1,79	1,76	1,74	4,09	4,04	4,03	-	7,37
Fermentation	3,41	1,89	1,58	3,81	1,81	1,64	12,19	1,85
Rohbiogas	5,20	3,65	3,32	7,91	5,84	5,67	4,83	3,77
DWW-Verfahren	5,89	1,76	1,23	6,30	1,89	1,32	1,13	2,26
Produktgas	11,09	5,41	4,55	14,20	7,73	6,99	5,96	6,04
Einspeisung und Durchleitung	2,13	0,54	0,33	2,27	0,58	0,35	0,30	0,08
Kosten eingespeistes Produktgas	13,22	5,95	4,87	16,47	8,31	7,33	6,26	6,11
PSA-Verfahren								
Substratkosten	1,84	1,82	1,79	4,26	4,15	4,16	-	7,60
Fermentation	3,50	1,95	1,63	3,96	1,86	1,69	12,57	1,85
Rohbiogas	5,34	3,77	3,42	8,22	6,01	5,85	4,97	3,77
PSA-Verfahren	4,72	1,72	1,24	5,11	1,84	1,33	1,14	2,26
Produktgas	10,06	5,49	4,66	13,33	7,84	7,18	6,12	6,04
Einspeisung und Durchleitung	2,18	0,56	0,34	2,36	0,60	0,36	0,31	0,08
Kosten eingespeistes Produktgas	12,24	6,05	5,00	15,69	8,44	7,54	6,43	6,11

Spezifische Kosten pro kWh beim DWW- und PSA-Verfahren und einer Aufbereitung auf Erdgas-H Qualität ohne LPG-Zugabe

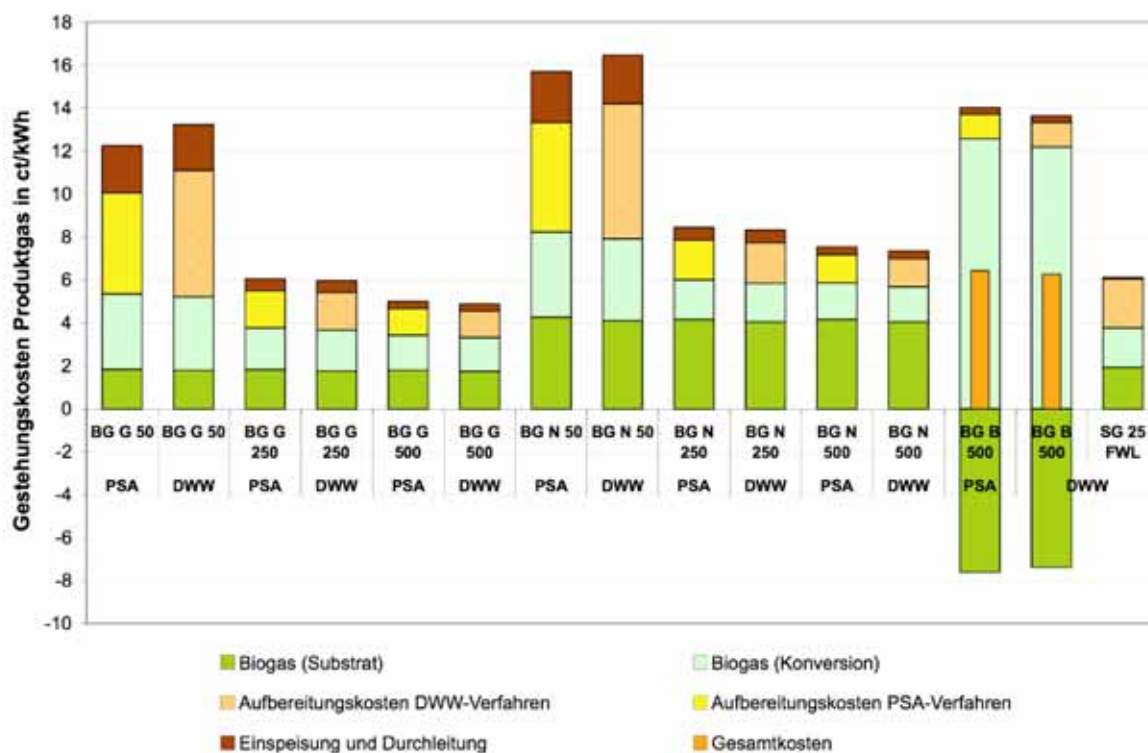


Abbildung 6-2: Gestehungskosten Produktgas in Erdgasqualität (Biogasproduktion, Aufbereitung, Einspeisung und Durchleitung)

Wie auch für die Rohgaserzeugung gilt, dass die Biogasproduktion aus Nawaro etwa 20-30% teurer ist als die Produktion aus Gülle, das sich die höheren Nawaro-Substratkosten auf die Erzeugungskosten deutlich aus.

Die Kosten der Biogasproduktion durch Holzvergasung sind unter den getroffenen Annahmen mit den Kosten der Biogaserzeugung durch Vergärung aus der mittleren bzw.

größeren Gülleanlagen vergleichbar. Aufgrund der Entsorgungserlöse für das Biotonnen-Substrat erreicht auch diese Anlage eine ähnliche Größenordnung.

Insgesamt zeigt die Biogasproduktion eine signifikante Kostendegression der größeren zu den kleineren Anlagen. Besonders deutlich ist das beim Schritt von $50\text{m}^3/\text{h}$ zu $250\text{m}^3/\text{h}$. Für die nächste Leistungssteigerung ist der Effekt deutlich abgeschwächt. Dies gilt insbesondere auch für die Aufbereitung.

Die Bereitstellung von Methan auf Biomassebasis im Erdgasnetz ist somit noch um den Faktor 3 und mehr teurer als der heutige Bezug von fossilem Erdgas. Auch bei steigenden Energiepreisen - und somit auch Erdgaspreisen - wird die Wirtschaftlichkeit der Endanwendungen damit stark von der spezifischen Konkurrenzsituation im Anwendungsfall und dem energiepolitischen Förderrahmen abhängen.

6.2 Kosten der Endenergienutzung des Biogases und Synthesegases im Vergleich zu anderen Pfaden

Basierend auf den vorigen Berechnungen der Produktgaskosten werden nun die Kosten der Endenergiebereitstellung in Form von elektrischer Energie, Wärme und Treibstoff ermittelt.

6.2.1 Gestehungskosten der Stromerzeugung

Abbildung 6-3 zeigt alle Pfade zur Stromerzeugung. Es sind jeweils zwei Blöcke pro Anlage dargestellt. Der linke Block enthält die Kosten der Biogasproduktion, der Aufbereitung, der Einspeisung und der Nutzung in einem BHKW an einem Verbrauchsschwerpunkt, wodurch eine hohe Wärmenutzung von 80% der BHKW-Abwärme und entsprechende Wärmegutschrift möglich wird. Jeweils rechts davon ist die dezentrale Nutzung des Biogases ohne Einspeisung (oE) in einem BHKW am Ort der Biogasanlage dargestellt. In diesem Fall können vor Ort nur 20% der BHKW-Abwärme mit entsprechend geringerer Wärmegutschrift genutzt werden. Die Kosten sind auf die erzeugte Strommenge (kWh_{el}) bezogen.

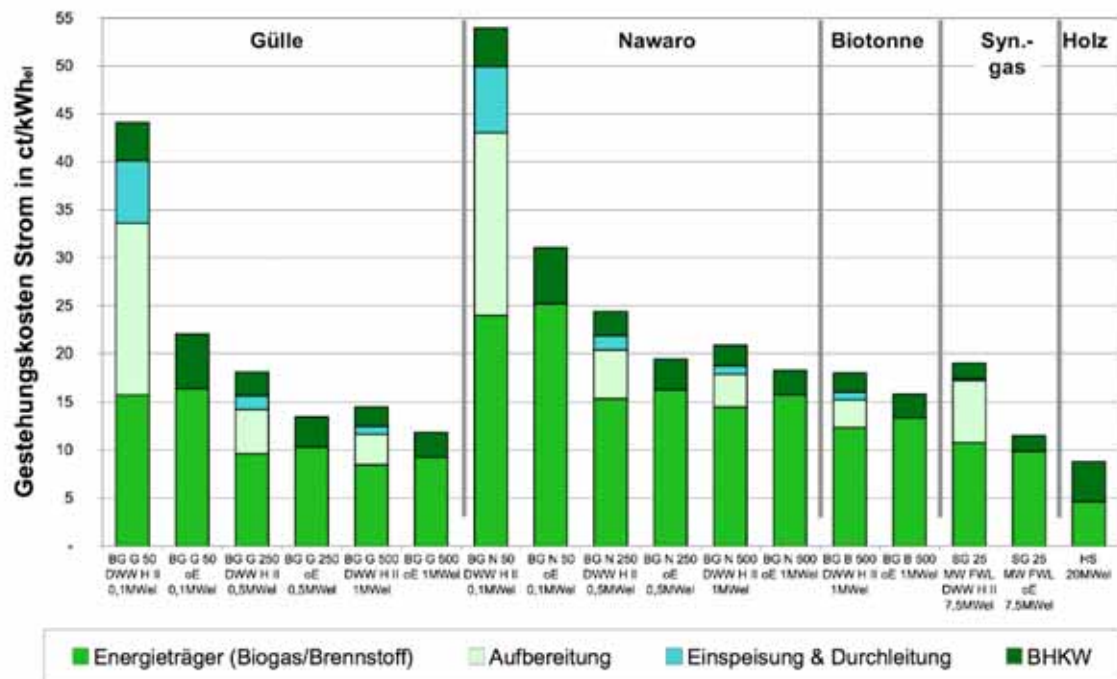
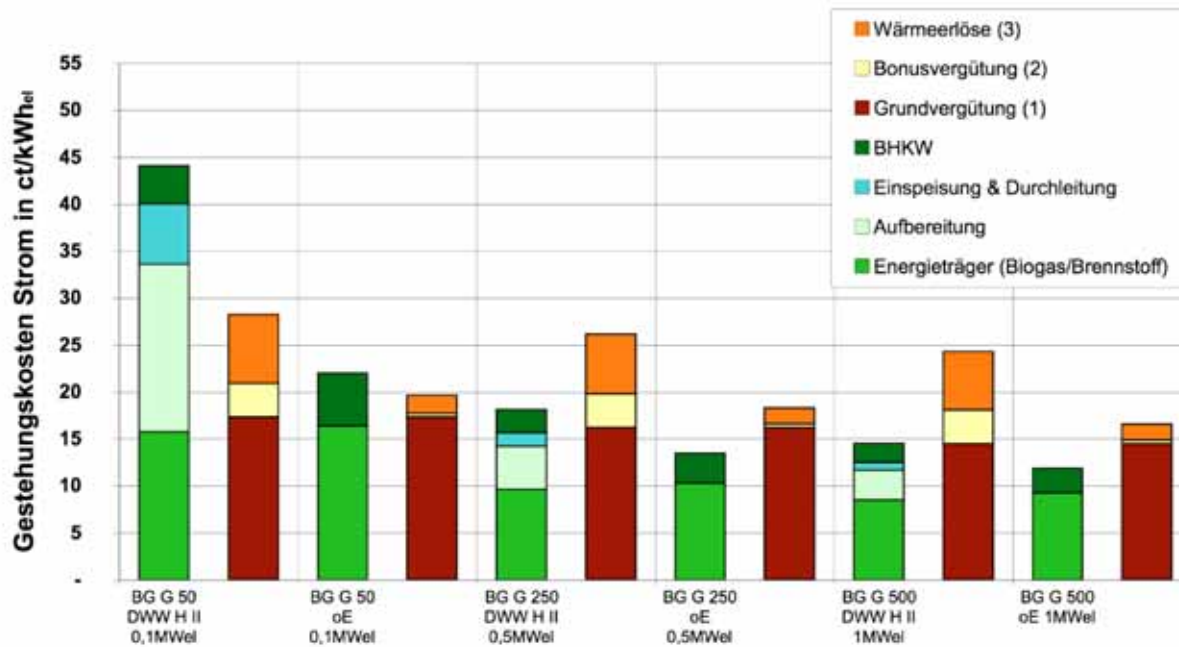


Abbildung 6-3: Stromgestehungskosten der Biogas- bzw. Synthesegaspfade

Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wird neben den Stromgestehungskosten allerdings auch von den zu erzielenden Erlösen bestimmt. In den beiden nachfolgenden Abbildung 6-4 und Abbildung 6-5 sind für die Gülle- und Nawaro-Anlagen neben den jeweiligen Stromgestehungskosten auch die zu erwartenden Erlöse aufgezeigt. Diese setzen sich aus drei verschiedenen Faktoren zusammen und hängen zum Teil von der Anlagengröße ab. Zum einen ist im Rahmen des gültigen EEG die Grundvergütung plus ein eventueller Nawaro-Bonus zu erwarten. Neben dem KWK-Bonus des KWK-Gesetzes kann im Fall der Aufbereitung des erzeugten Gases auch der im EEG vorgesehene Innovationsbonus erzielt werden. Schließlich werden auch die Wärmeerlöse aus der KWK-Anwendung in Höhe der substituierten Erzeugung mittels Erdgastherme ($6,04 \text{ ct/kWh}_{th}$) vergütet. Dieser Erlös hat maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

Liegen die Erzeugungskosten unter der Summe der zu erwartenden Erlöse, erwirtschaftet die Anlage Gewinn. Den Diagrammen sind somit die lukrativsten Pfade zur Stromproduktion zu entnehmen.

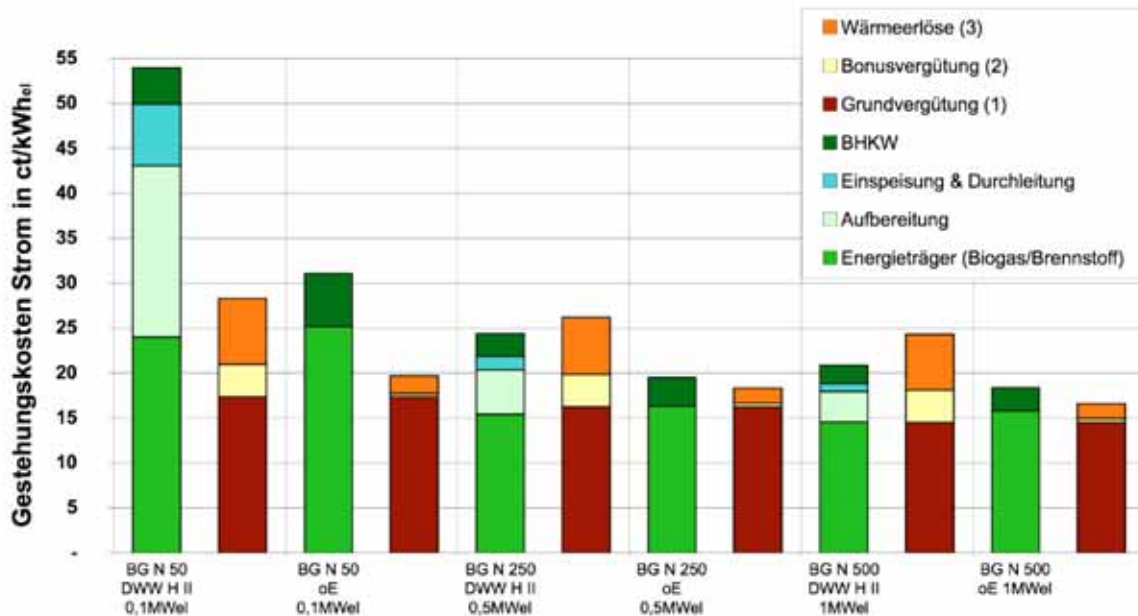


(1) Grundvergütung + ggf. Nawaro-Bonus

(2) KWK-Bonus + Innovationsbonus (bei Aufbereitung)

(3) Wärmegutschrift (20% BHKW-Wärmenutzung o. Einspeisung; 80% BHKW-Wärmenutzung m. Einspeisung)

Abbildung 6-4: Stromgestehungskosten und zu erwartende Erlöse aus Gülle-Biogasanlagen



(1) Grundvergütung + ggf. Nawaro-Bonus

(2) KWK-Bonus + Innovationsbonus (bei Aufbereitung)

(3) Wärmegutschrift (20% BHKW-Wärmenutzung o. Einspeisung; 80% BHKW-Wärmenutzung m. Einspeisung)

Abbildung 6-5: Stromgestehungskosten und zu erwartende Erlöse aus Nawaro-Biogasanlagen

Folgenden Schlussfolgerungen können aus den Abbildungen gezogen werden.

- Aus Sicht der reinen Stromgestehungskosten ist die dezentrale Verstromung immer günstiger als die Verstromung nach Aufbereitung, weil die Investition in Aufbereitungstechnik vermieden wird. Unter Berücksichtigung der erzielbaren Erlöse kehrt sich dieses Verhältnis allerdings um. Bei einer entsprechenden Wärmegutschrift und einem hohen Wärmenutzungsanteil von 80 % der BHKW-Abwärme können unter heutigen Bedingungen mit mittleren und großen Biogasanlagen in beiden Fällen Gewinne erwirtschaftet werden. Für die Verstromung von Nawaro-Biogas vor Ort ohne Einspeisung hängt die Wirtschaftlichkeit wesentlich davon ab, inwieweit das Substrat günstiger als die hier angenommenen Kosten von 30 Euro/t bezogen werden kann. Die Biogasproduktion in der kleinen Anlage (50 m³/h) ist dagegen aufgrund hoher spezifischer Kosten und den angesetzten Erlösen in der Regel unwirtschaftlich.
- Die Biomassekosten sind somit der Haupteinflussfaktor für die Strombereitstellung. Wie bereits zuvor gezeigt wurde, sind die Stromgestehungskosten aus Nawaro-Anlagen höher als die der Gülle-Anlagen und entscheiden maßgeblich über die Wirtschaftlichkeit. Die Kosten der Bioabfall-Anlagen liegen zwischen Gülle- und Nawaro-Anlagen, sind aber sehr abhängig von den Entsorgungserlösen. Die Verstromung von fester Biomasse wie Holz verursacht die geringsten Kosten.
- Die Kosten für die Biomassekonversion können zukünftig aufgrund von technischen Optimierungen sinken. Wesentliche Einsparungen sind jedoch nicht zu erwarten. Auch die Kosten für die Biogasaufbereitung und Einspeisung werden wahrscheinlich weitestgehend konstant bleiben. Da die angewandten Verfahren bereits heute auf dem Stand der Technik sind, werden nur geringe Optimierungspotenziale erwartet.

Abschließend bleibt festzustellen, dass eine Biogaserzeugung mit Aufbereitung und Einspeisung zur Stromerzeugung stark vom politischen Förderrahmen und von den im Markt realisierbaren Wärmeerlösen abhängt. Ob eine Anlage einzelwirtschaftlich sinnvoll betrieben werden kann, ist daher für die Zukunft nicht abzusehen.

6.2.2 Gesteungskosten der Wärmebereitstellung

Die Wärmeproduktion mittels Biogas ist gegenüber der konventionellen Erdgastherme nur in seltenen Fällen wirtschaftlich (Abbildung 6-6). Die Kosten der Wärmebereitstellung (pro kWh_{th}) betragen je nach Anlage 6–18 ct/ kWh_{th}. Der Kostenblock der Aufbereitung, Einspeisung und Durchleitung kann eingespart werden, wenn das Biogas lokal am Standort der Biogasanlage genutzt werden kann. Im günstigen Fall kann Wärme aus Synthesegas dann für 6 ct/kWh_{th} bereitgestellt werden. Wird zum Vergleich die konventionelle Wärmeproduktion mittels Erdgas betriebener Therme betrachtet, sind Kosten von knapp über 6 ct/kWh_{th} anzurechnen.

Die Holznutzung ist mit der Erdgastherme nur im Falle des großen Heizkraftwerkes konkurrenzfähig, was allerdings voraussetzt, dass Nahwärmesysteme im Markt akzeptiert werden. Hier besteht noch erheblicher Handlungsbedarf bei der Stadt- und Siedlungsplanung, bei Architekten, Bauherren usw..

Alle anderen Pfade haben höhere Wärmegestehungskosten als die konventionelle Erdgas-therme. Die größeren Gülle-Anlagen nähern sich dieser jedoch in der Größenordnung an. Die Holzpfade mit Aufbereitung und Einspeisung liegen noch etwas höher als die große Nawaro-Anlage, während die Biotonnen-Anlage günstiger zu betreiben ist.

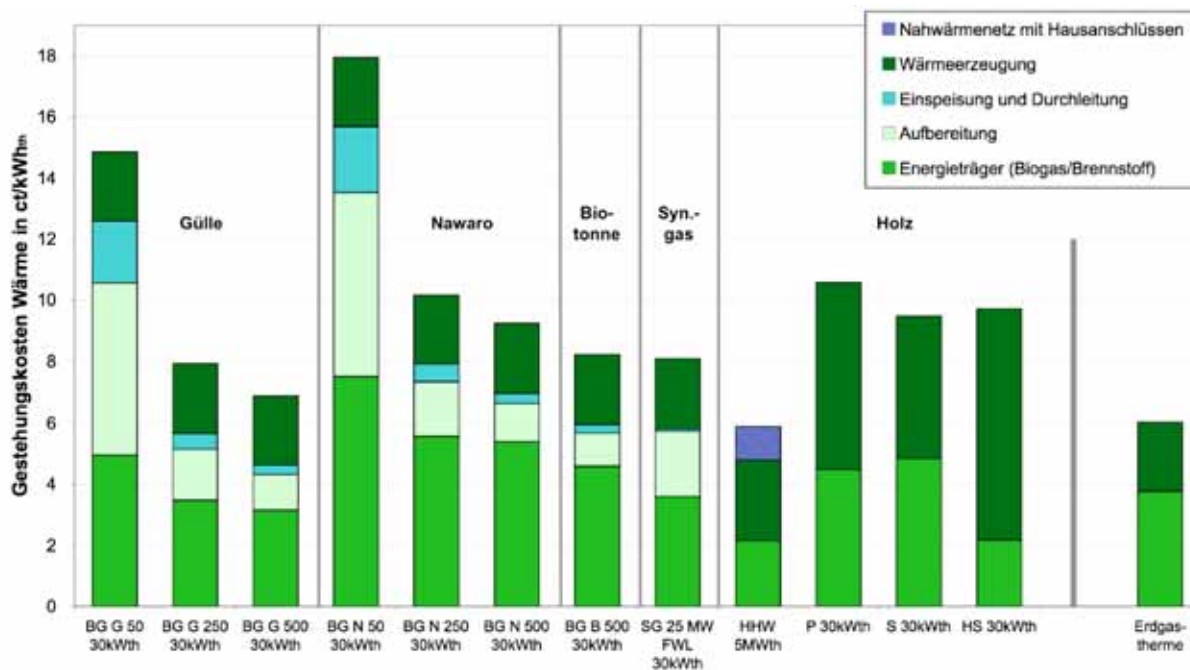


Abbildung 6-6: Wärmegestehungskosten der Biomassepfade

6.2.3 Gesteungskosten der Kraftstoffbereitstellung

Die Kraftstoffgestehungskosten der Biogas- und Synthesegaspfade sind in Abbildung 6-7 den Abgabepreisen an der Tankstelle der fossilen Kraftstoffe CNG und Diesel gegenübergestellt, die alle Preisbestandteile inkl. Steuer enthalten. Die Dieselpreise für Endkunden entsprechen mit 1,07 €/l dem Stand vom Juli 2005, der CNG Preis ist mit 0,759 ct/kg angesetzt.

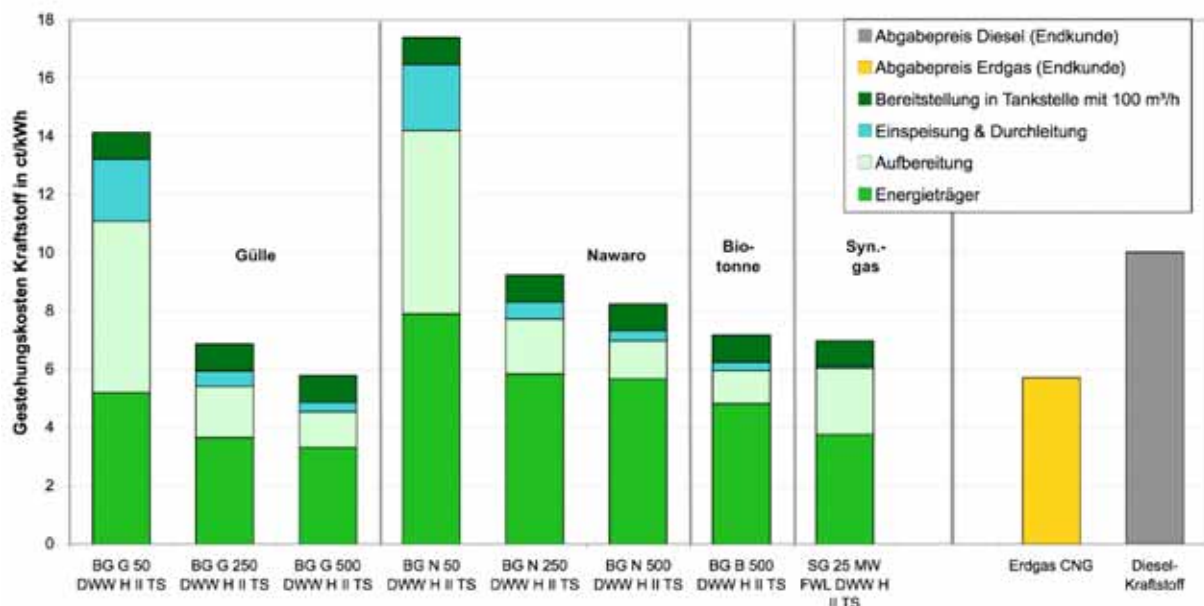


Abbildung 6-7: Kraftstoffgestehungskosten der Biomassepfade

Es ist zu erkennen, dass für alle Biogasrouten bis auf die kleinsten 50 m³/h Anlagen die Perspektive besteht, bei steigenden Rohölpreisen und weitreichender politischer Förderung (Steuerbefreiung) konkurrenzfähig zum konventionellen Kraftstoff zu werden.

Die mittlere Gülle-Anlage, die Biotonne-Anlage sowie der Holzvergaser liegen in den Gestehungskosten schon in der Nähe der Tankstellenpreise von CNG als Kraftstoff, während die große Gülle-Anlage bereits zu etwas geringeren Kosten als der Erdgasabsatzpreis produzieren kann. Bei steigenden Öl- und Erdgaspreisen werden aber auch die mittleren und großen Nawaro-Anlagen zunehmend wettbewerbsfähig werden und im Rahmen der gegenwärtigen steuerlichen Förderung von Biokraftstoffen im Markt zu positionieren sein. Nur eine Kraftstoffbereitstellung aus den kleinsten Biogasanlagen ist aufgrund ihrer hohen spezifischen Kosten auf absehbare Zeit nicht empfehlenswert.

7 Umweltwirkungen der betrachteten Biomassepfade (ökologische Analyse)

Bioenergie gilt als einer der Hoffnungsträger für eine klimaverträglichere Energieversorgung. Aber auch die Nutzung von biogenen Energieträgern ist mit negativen Auswirkungen auf die natürliche Umwelt verbunden. Die Verbrennung des in Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs zu Kohlenstoffdioxid wird als klimaneutral angesehen, aber klimaschädigende Emissionen treten z.B. bei der Bereitstellung und dem Transport der Biomasse zum Nutzer auf.

Außerdem ist – wie auch bei der Verwendung fossiler Energieträger – die thermo-chemische Umwandlung von Biomasse mit Belastungen an Schwefeldioxyden und Stickstoffoxyden, Stäuben und weiteren Schadstoffen verbunden. Zur differenzierten Bewertung ist daher ein umfassender ökologischer Vergleich notwendig.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieses Kapitels, für die verschiedenen zuvor beschriebenen Biomassepfade und -nutzungsoptionen die mit der Endenergiebereitstellung verbundenen ökologischen Effekte darzustellen und zu diskutieren. Die Betrachtung erstreckt sich dabei im Rahmen einer Ökobilanz auf den gesamten Lebensweg von der Bereitstellung der Bioenergieträger über die Konversion zum Sekundärenergieträger bis hin zur Umwandlung in Endenergie (d.h. von der Wiege bis zur Bahre).

7.1 Ergebnisse der Ökobilanzierung

Ökobilanzen können beliebige Produkte oder Dienstleistungen hinsichtlich potenzieller Wirkungen auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit gesamtökologisch bewerten. Andere Aspekte, z. B. ökonomische oder soziale Randbedingungen der Biomassenutzung, werden in einer Ökobilanz definitionsgemäß nicht betrachtet. Das Ziel einer Ökobilanz ist eine vergleichende Bewertung der ökologischen Vor- und Nachteile verschiedener Alternativen. Unter diesem sog. Lebenswegvergleich werden hier die Unterschiede zwischen den verschiedenen Biomasse-Nutzungsoptionen im Vergleich zur Nutzung fossiler Quellen zur Bereitstellung der gleichen Einheit Endenergie verstanden. Die untersuchten Wirkungskategorien werden deshalb auf die gleiche, jeweils relevante funktionelle Nutzeneinheit bezogen (d.h. Wärme, elektrische Energie, Fahrzeugkilometer).

Dazu wird der gesamte Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung und -gewinnung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um alle mit diesem Produkt verbundenen Effekte zu erfassen; dies gilt ebenso für alle in diesem Lebensweg verwendeten anderen Produkte⁹.

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden 4 Wirkungskategorien untersucht:

- der **kumulierte Energieaufwand** (KEA), bei dem der Verbrauch fossiler Energie des jeweiligen Biomassepfades berechnet wird;
- die **Treibhausgasemissionen** (THG), berechnet auf kg CO₂-Äquivalent;
- die **Emissionen mit versauernder Wirkung** in g SO₂-Äquivalent;
- die **Emissionen mit eutrophierender Wirkung** in g PO₄-Äquivalent.

Damit werden die Auswirkungen auf den Ressourcen- und Klimaschutz, die Luftreinhaltung und den Boden- und Gewässerschutz betrachtet.

Eine ausführliche Darstellung und Diskussion aller vier Kategorien für sämtliche Nutzungspfade und Anwendungsfälle kann an dieser Stelle nicht erfolgen, eine Übersicht der Ergebnisse findet sich im Anhang.

Im Folgenden werden beispielhaft die Ergebnisse zu den Treibhausgasminderungspotenzialen vorgestellt, die mit der Biomassenutzung erreicht werden können. In erster Näherung lassen damit auch Aussagen zur Substitution erschöpflicher Energieträger ableiten, da sich der Klimaschutzeffekt im Wesentlichen durch die Vermeidung fossilen Energieverbrauchs ergibt.

⁹ Die im Band 2 des Endberichts beschriebene ökologische Analyse bezieht sich damit auf die international gültigen Normen ISO 14040 bis ISO 14043.

Die vollständige Betrachtung der Umweltwirkungen zeigt dabei allerdings zwei gegenläufige Tendenzen. Die energetische Nutzung von Biomasse wirkt sich einerseits durchgängig positiv auf die Schonung erschöpflicher Energieträger aus. Außerdem werden im Vergleich zur fossilen Energienutzung in allen Routen teilweise erheblich weniger Klimagase freigesetzt. Auf der anderen Seite geht die Nutzung der Biomasse fast immer mit einer erhöhten Freisetzung von Emissionen mit versauernden und eutrophierenden Wirkungen einher. Die Relevanz hängt dabei jedoch stark vom eingesetzten biogenen Rohstoff ab:

- Besonders bei der Biogaserzeugung mittels **Nawaro-Vergärung** werden sowohl durch den Gebrauch von Düngemitteln beim Mais-Anbau als auch durch die Ausbringung der Gärreste Stickoxidemissionen freigesetzt. Die Biogaserzeugung/-nutzung auf Basis Nawaro führt daher zur Abwägung der ökologischen Dimensionen "Ressourcen- und Klimaschutz" einerseits und "Luftreinhaltung und Gewässer-/Bodenschutz" andererseits. Aus Klimaschutzsicht ist diese Option jedoch vorteilhaft, außerdem konnten durch neue Ausbringungsverfahren die NH_3 -Emissionen reduziert werden.
- Beim Einsatz von **Gülle** müssen Gutschriften gegenüber einer ohnehin anfallenden Entsorgung berücksichtigt werden, was im Ergebnis in allen betrachteten Umweltkategorien – insbesondere bei den THG-Emissionen - zu einer positiven Bilanz führt. Die Nutzung des Reststoffs Gülle zur Biogasproduktion ist uneingeschränkt empfehlenswert.
- Dagegen erfordert die Herstellung von Biogas aus **Biotonne-Abfall** einen deutlich höheren Einsatz fossiler Energien für Sortierung, Lüftung etc. als die Gülle/Nawaro-Pfade (ca. Faktor 3), was den Beitrag zum Ressourcen- und Klimaschutz mindert. Aufgrund der fehlenden Gärrest-Problematik fallen aber nur geringe Emissionen mit versauernder oder eutrophierender Wirkung an. Daher stellt diese Option eine ökologisch sinnvolle Verwertung von Reststoffen dar, allerdings mit eingeschränktem Klimaschutzpotenzial.
- Die Aussagen zur Synthesegasherstellung auf **Holzbasis** sind aufgrund des frühen Entwicklungsstands mit großen Unsicherheiten behaftet. Es können jedoch THG-Minderungen erwartet werden. Da in der Vorkette das Gärrest-Problem entfällt, ist weiterhin in jedem Fall mit niedrigeren Emissionen mit versauernder oder eutrophierender Wirkung als beim Biogas auf Basis Nawaro zu rechnen.
- Vergleichbares gilt für die **direkte Holznutzung**, bei der die lokalen Emissionen der Verbrennung in den Heizungsanlagen an Bedeutung gewinnen.

Es gibt keine allgemein akzeptierte Methode, unterschiedliche Umweltkategorien in ihrer Bedeutung gegeneinander aufzurechnen, sondern die Gewichtung wird immer von den jeweiligen politischen Prioritäten bestimmt. Vor dem energie- und klimapolitischen Hintergrund dieser Untersuchung wird der Schwerpunkt im Folgenden explizit auf die Klimagasemissionen gelegt und somit in Summe eine grundsätzlich positive Einschätzung der Biomassepfade getroffen.

7.2 Klimagas-Emissionen der Biogaserzeugung

Die positive Einschätzung der Klimaschutzeffekte einer Nutzung von Biomasse beruht zum größten Teil auf den Treibhausgas-Minderungen, die durch die Bereitstellung eines biogenen Energieträgers erzielt werden können. Besonders deutlich wird dies am Beispiel der THG-Emissionen der Biogasbereitstellung.

Durch die Produktion von Biogas in Gülle-Anlagen wird die Emission von Treibhausgasen im Vergleich zur nicht-energetischen Gülleverwendung in der Landwirtschaft deutlich gesenkt, da erhebliche Methanemissionen vor allem im Güllelager vermieden werden können. Netto

ergibt sich daraus eine THG-Minderung von ca. -5,5 kg CO₂-Äquivalent pro m³ Methanproduktion, die als Gutschrift die weitere Verwendung des Biogases aus Gülle positiv beeinflusst (Abbildung 7-1).

Die Nawaro-Anlagen verursachen dagegen im Betrieb eine Emission von ca. 0,5 kg CO₂-Äquivalent pro m³ Methan (hauptsächlich durch den Aufwand für den Substratanbau). Im Fall der Biogasproduktion durch Nutzung von kommunalen Bioabfällen (Biotonne) entstehen THG-Emissionen von ca. 1 kg CO₂-Äquivalent pro m³ Methan, hauptsächlich verursacht durch den hohen fossilen Energiebedarf beim Betrieb der Anlage (Belüftung, mechanisches Handling etc.).

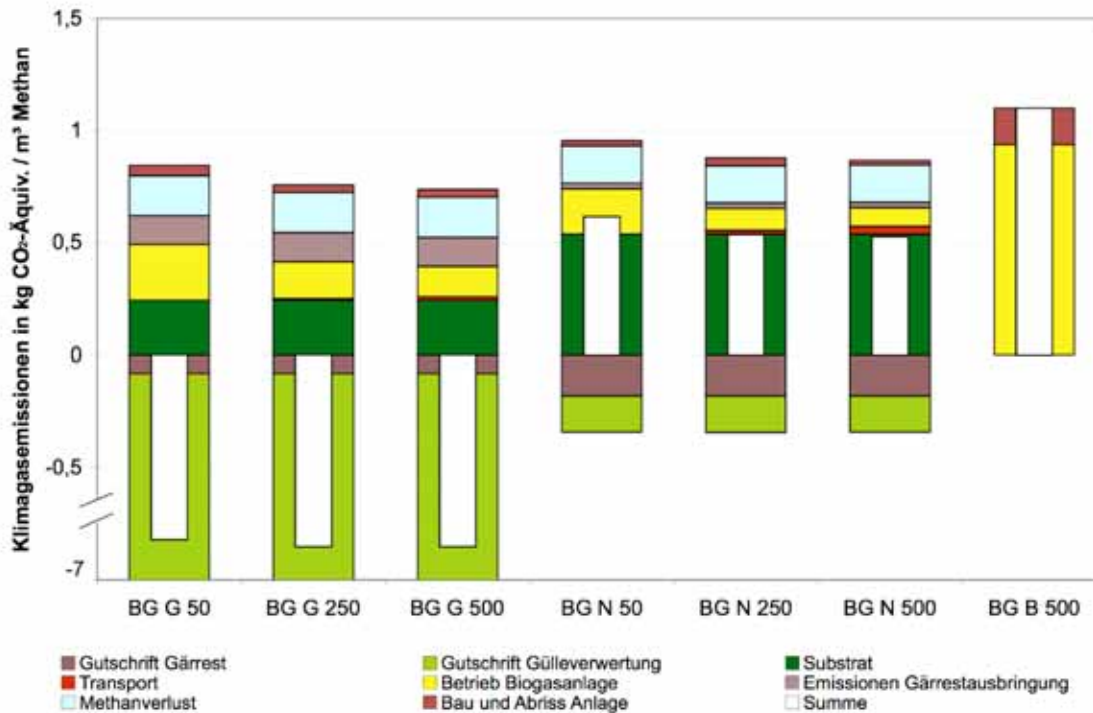


Abbildung 7-1: Klimagasemissionen der Biogasanlagen

Für den folgenden Vergleich der unterschiedlichen Biomasse-Nutzungspfade werden aus Gründen der Übersichtlichkeit jedoch nicht alle sieben Biogasbereitstellungspfade ausgewiesen, sondern eine *Biogas-Modellanlage* mit den verschiedenen Holznutzungen verglichen. Hierfür wurde eine Nawaro-Biogasanlage der Kapazität 250m³/h ausgewählt und in der weiteren Untersuchung repräsentativ für die Biogasbereitstellung verwendet (siehe auch Kapitel 3.1). Gründe hierfür sind:

- Das zukünftige Biogaspotenzial wird maßgeblich durch den Ausbau der Nawaro-Anlagen bestimmt werden (vgl. Kapitel 2.3.2).
- Durch den Anbau der Energiepflanzen (Mais) entstehen Umweltwirkungen, deren Einfluss auf die Endenergiebereitstellung bei Strom, Wärme und Kraftstoff analysiert werden müssen.
- Der Einfluss der Anlagengröße auf die Umweltbilanz ist vergleichsweise gering und der Einsatz größerer Leistungen bringt nur geringe Effizienzverbesserungen, so dass die Aussagen für die Größenklasse 250m³/h durchaus repräsentativ zu werten sind.

- Da für die jeweilige Form der Endenergie, unabhängig von der Herkunft des Biogases, die selbe Menge Methan benötigt wird, finden sich die Unterschiede in den Umwelteffekten bei der Biogasbereitstellung in den Vorketten der Endenergiebereitstellung wieder. Eine Ergebnisdarstellung der bereitgestellten Endenergie aus allen sieben verschiedenen Biogaspfaden bringt somit keinen zusätzlichen Informationsgewinn.

Auch für die Biogaseinspeisung als Teilvariante der Biomassenutzung wird im Anschluss an den oben gewählten Pfad eine Option ausgewählt, die in der weiteren Untersuchung repräsentativ für die Biogasaufbereitung verwendet wird. Da nicht für alle Ortsgasnetze eine LPG-Zugabe zur Brennwerverhöhung erforderlich ist, wird die kostengünstigste Möglichkeit, Biogas mit Erdgasqualität bereitzustellen, in der weiteren Untersuchung repräsentativ für die Biogasaufbereitung verwendet (siehe auch Kapitel 8.2). Alle folgenden Aussagen beziehen sich damit auf die Aufbereitung auf die Qualität Erdgas-H mittels Druckwasserwäsche (DWW) ohne LPG Zugabe.

7.3 Klimaschutz durch Biomassenutzung – welchen Beitrag können die jeweiligen Nutzungspfade leisten?

7.3.1 Stromproduktion

Die **Klimagasemissionen der Stromproduktion** durch Biomasse werden mit der Erzeugung im deutschen öffentlichen Strommix verglichen, für den durchschnittliche THG-Emissionen von 0,65 kg/kWh_{el} angesetzt wurden (Abbildung 7-2).

Im Vergleich dazu entstehen bei der untersuchten **Nawaro Modell-Biogasanlage** im Fall der Verstromung vor Ort ohne Wärmenutzung Klimagasemissionen von 0,17 kg CO₂-Äquivalent/kWh Strom. Bei der 20 %igen Wärmenutzung vor Ort ohne Einspeisung reduziert sich dieser Wert auf 0,1 kg CO₂-Äquivalent/kWh Strom, da eine entsprechende Gutschrift für die Vermeidung einer konventionellen Wärmeerzeugung in einer Erdgastherme angerechnet werden kann. Im Fall der Aufbereitung, Einspeisung und Wärmenutzung an Verbraucherschwerpunkten (80% Nutzung der BHKW-Abwärme) wird der technische Mehraufwand durch die höhere Wärmegutschrift mehr als nur kompensiert. In der Bilanz sinkt der Wert auf 0,06 kg CO₂-Äquivalent/kWh Strom.

Die Emissionen der **Verstromung von Synthesegas aus Holzvergasung** sind in dieser Umweltkategorie günstiger als beim Biogas aus Vergärung. Sie sind mit Emissionen unter 0,1 kg CO₂-Äquivalent/kWh Strom in etwa klimaneutral, wobei durch eine Steigerung der Wärmenutzung mit entsprechender Gutschrift sogar eine leichte Netto-Emissionsminderung erreicht werden kann. Auch in diesem Fall wird der energetische Mehraufwand der Gasaufbereitung und Einspeisung durch die ökologischen Vorteile einer besseren Wärmenutzung mehr als aufgewogen.

Das **Holzwerk** (Leistung 20 MW_{el}) als reiner Stromerzeuger ohne Wärmeerzeugung emittiert 0,06 kg CO₂-Äquivalent/kWh Strom, während es bei gleichzeitiger Wärmenutzung z.B. in Fernwärmenetzen ebenfalls eine Netto-Emissionsminderung von -0,17 kg CO₂-Äquivalent/kWh Strom ermöglicht. Der Gesamtreduktionseffekt im Vergleich zum Strommix steigt dabei auf 0,820 kg CO₂-Äquivalent/kWh Strom. Dies unterstreicht die Dringlichkeit, Holzwerkwerke als KWK-Anlagen mit Wärmeauskopplung zu konzipieren, um den Klimaschutzeffekt der Holznutzung zu optimieren.

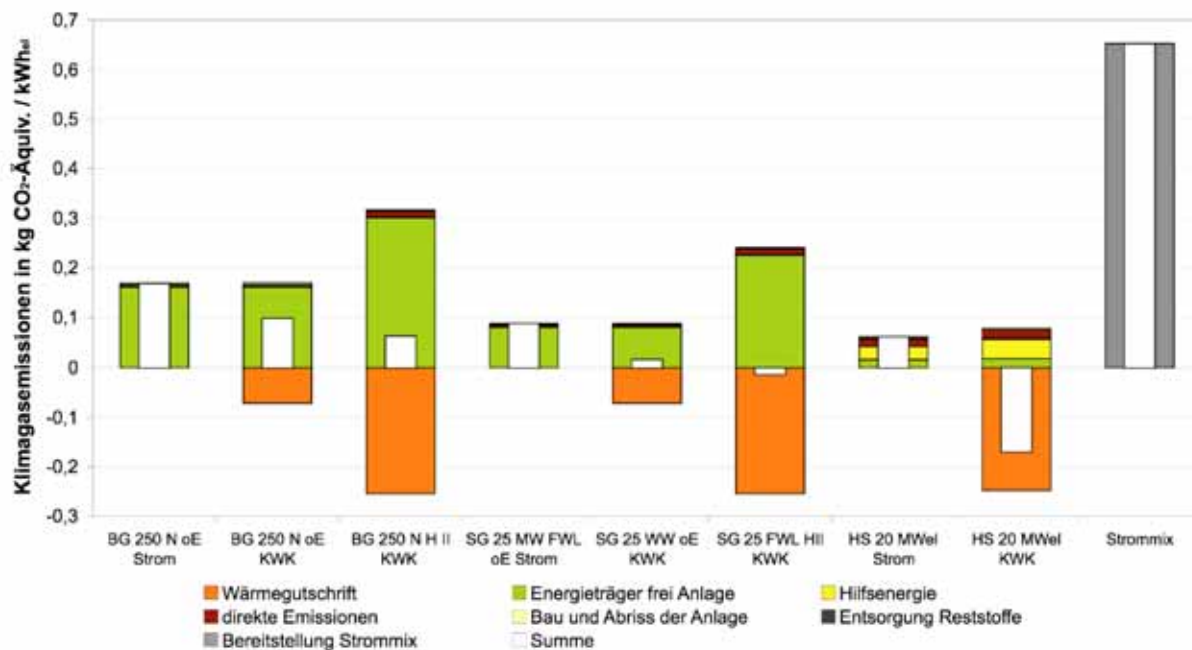


Abbildung 7-2: Klimagasemissionen der Stromproduktion

7.3.2 Wärmeproduktion

Die **Klimagasemissionen der Wärmeproduktion** werden mit einer Erdgas-Brennwerttherme (30kW_{th}) verglichen. Die Wärmebereitstellung über Erdgas liegt dabei mit über $250\text{ g CO}_2\text{-Äquivalent pro kWh}_{\text{th}}$ über allen Biomasse-Nutzungen (Abbildung 7-3).

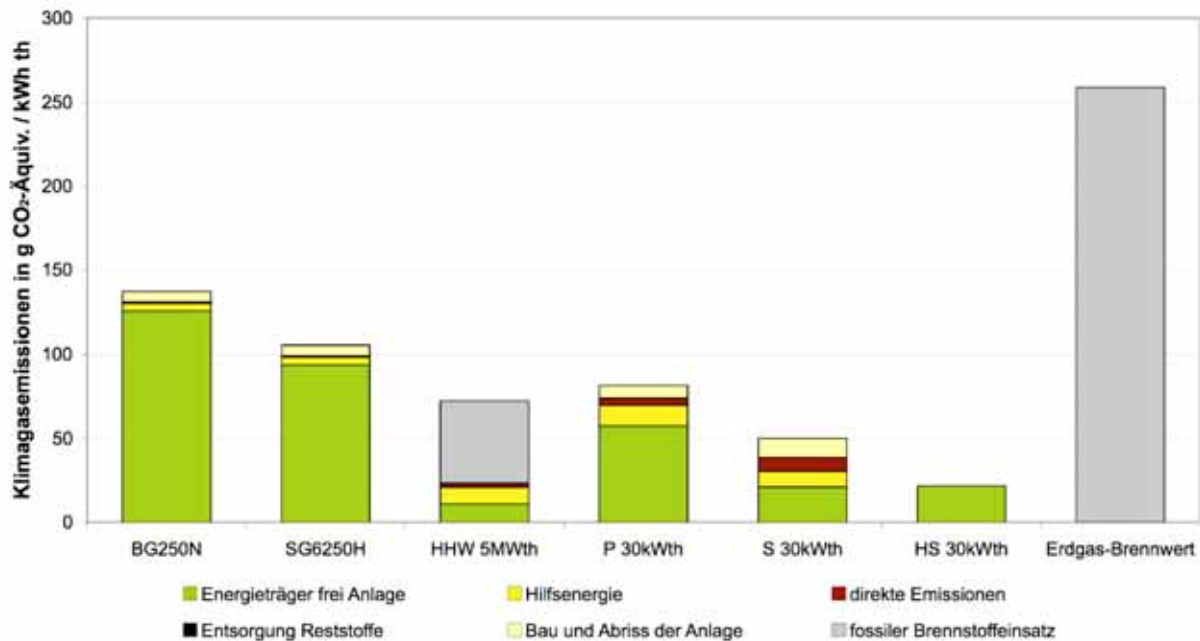


Abbildung 7-3: Klimagasemissionen der Wärmeproduktion

Vergleichsweise hohe THG-Emissionen entstehen mit fast 140 g CO₂-Äquivalent pro kWh_{th} bei der Biogaserzeugung in der **Nawaro-Modellanlage** mit Aufbereitung, Einspeisung und Nutzung in einer Erdgas-Brennwerttherme (30kW_{th}). Das **Holzheizwerk** (5 MW_{th}) mit Wärmeverteilung im Nahwärmenetz weist neben dem biogenen Anteil zusätzlich einen hohen fossilen Energieverbrauch aus, da zur Biomasse-Grundlast noch eine fossil betriebene Spitzenlastfeuerung erfolgen muss. Die Hauptemissionen der übrigen Biomasse-Anlagen auf Holzbasis entstammen meist der Biomassebereitstellung, gut erkennbar ist hier der Einfluss der Umwandlungsverluste der Holzvergasung bzw. Pelletierung gegenüber der Scheitholz und Hackschnitzelfeuerung.

7.3.3 Kraftstofferzeugung

Die **Klimagasemissionen der Kraftstofferzeugung** werden auf den gefahrenen Fahrzeugkilometer (Fkm) bezogen und mit der Verwendung von Erdgas (CNG) aus einer Erdgastankstelle verglichen, bei der knapp 200 g CO₂-Äquivalent pro Fahrzeugkilometer freigesetzt werden (Abbildung 7-4). Durch die Verwendung von aufbereitetem und eingespeistem Biogas aus der Nawaro-Modellanlage kann dieser Wert auf etwa 100 g CO₂-Äquivalent pro Fahrzeugkilometer halbiert werden. Im Fall der Holzvergasung mit Aufbereitung und Einspeisung reduzieren sich die spezifischen THG-Emissionen auf ca. 80 gCO₂-Äquivalent pro Fkm.

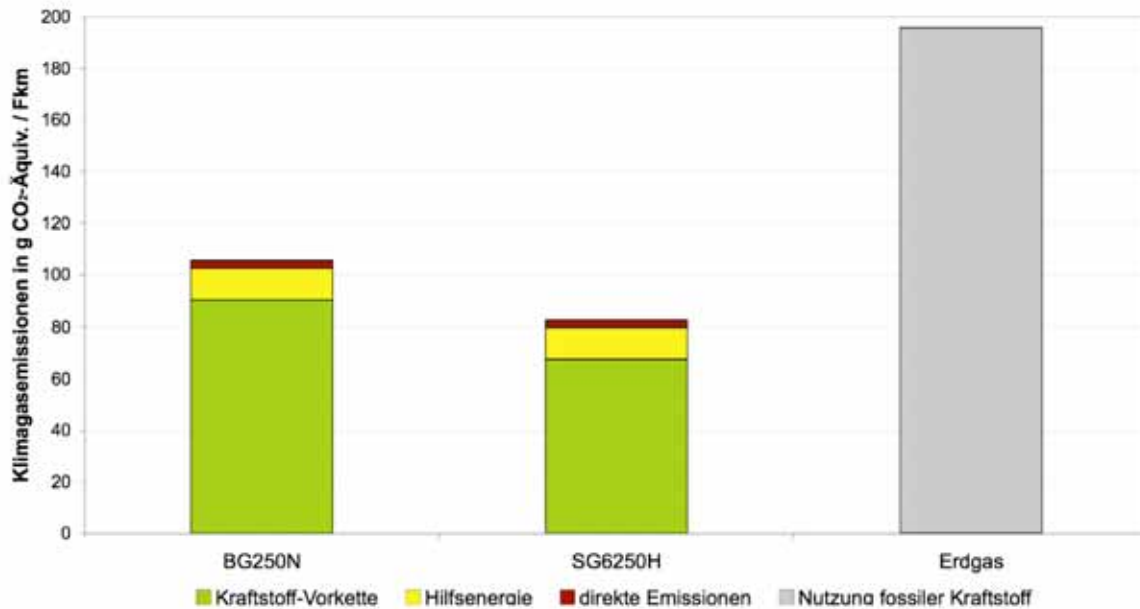


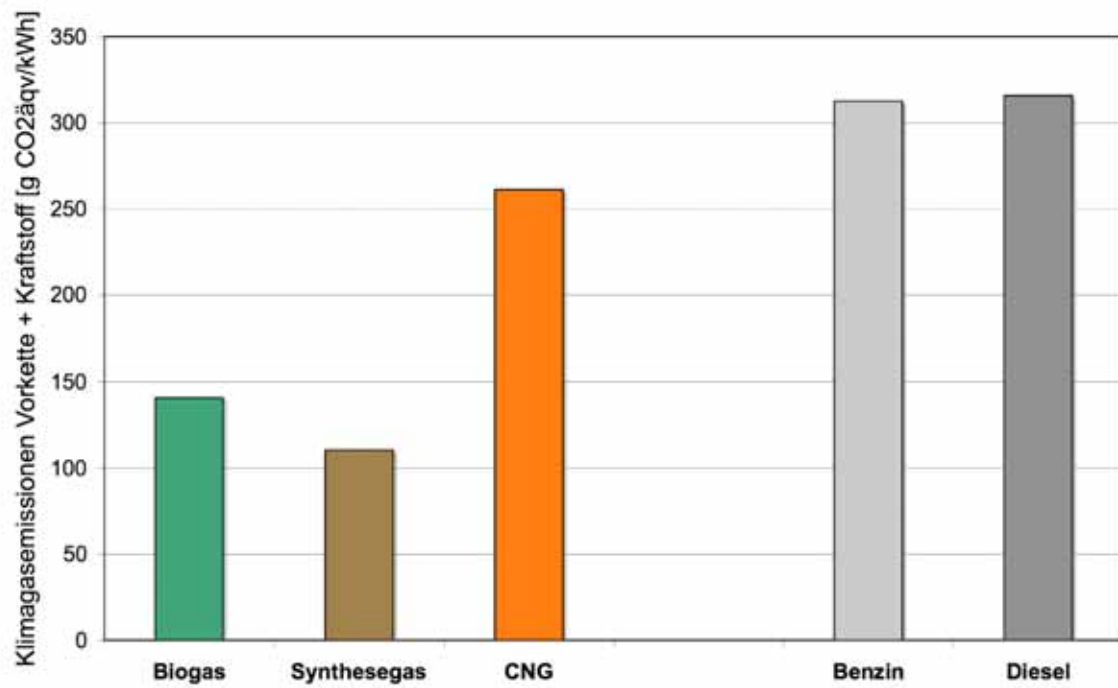
Abbildung 7-4: Klimagasemissionen der Kraftstoffbereitstellung

Der volle Umfang der Klimaschutzwirkung beim Einsatz von Biogas und Synthesegas als Kraftstoff wird noch deutlicher, wenn man diese Optionen mit den konventionellen Kraftstoffen Benzin und Diesel vergleicht. In Abbildung 7-5 werden die Klimagasemissionen der Biogas- bzw. Synthesegasaroute den fossilen Optionen CNG, Benzin und Diesel gegenüber gestellt. Um eine direkte Vergleichbarkeit zu den erdölbasierten Daten aus anderen Studien zu gewährleisten, bezieht sich die Betrachtung auf die Klimagasemissionen der bereitgestellten Endenergie (kWh Kraftstoff)¹⁰. Verzerrungen durch inkonsistente Annahmen zum Umwandlungswirkungsgrad im Fahrzeug (Referenzfahrzeug) werden dadurch vermieden.

Neben der Kraftstoffbereitstellung (Vorkette) enthalten die Werte - wie oben in Abbildung 7-4 beim Erdgas - auch den CO₂-Gehalt des fossilen Kraftstoffs, der bei der Verbrennung im Fahrzeug freigesetzt wird, während im Fall der Biokraftstoffe dieser Kohlenstoffanteil als klimaneutral betrachtet wird.

Es zeigt sich, dass durch den Einsatz von Biogas bzw. Synthesegas als Kraftstoff die Klimagasemissionen der bereitgestellten Endenergie (kWh Kraftstoff) um 55% bis 65% reduziert werden können. Die tatsächlichen Gesamtemissionen im Betrieb des Fahrzeug werden jedoch stark von der Effizienz des Fahrzeugs und Antriebs bestimmt. Um das identifizierte Klimaschutzpotenzial der gasförmigen Kraftstoffe möglich gut zu nutzen, ist es also dringend erforderlich, die CNG-Fahrzeuge zu optimieren und im Wirkungsgrad möglichst weit an die effizienten Dieselfahrzeuge anzunähern.

¹⁰ Für die gasförmigen Kraftstoffe wurde in der LCA ein spez. Verbrauch von 0,75 kWh/Fkm angenommen. Die Daten für Benzin und Diesel basieren auf CONCAWE/EUCAR/JRC (Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context, December 2003)



Quelle: eigene Berechnungen, CONCAWE/EUCAR/JCR 2003¹⁰

Abbildung 7-5: Vergleich der Klimagasemissionen von Kraftstoffoptionen

7.4 Welche Optionen machen Sinn - eine klimapolitische Gesamtbewertung

In den vorangegangenen Schritten wurden zum einen die Kosten bestimmt, die mit der Biomassenutzung in den unterschiedlichen Verwendungspfaden verbunden sind. Zum anderen wurde dargestellt, welche THG-Minderung sich durch die Nutzung von Biomasse erzielen lässt.

Es stellt sich somit die Frage, bei welchen Nutzungspfaden die höchste Klimaschutzeffizienz erreicht wird, d.h. wie können die Emissionsminderungen zu möglichst geringen Kosten realisiert werden?

Für diese Gesamtbewertung wurden zwei Aspekte miteinander verknüpft (Abbildung 7-6):

- Erstens werden die identifizierten Mehrkosten der Biomassenutzung mit den Kosten der Bereitstellung der konventionellen Endenergie verglichen. Die daraus resultierenden **Differenzkosten (X-Achse)** enthalten die reinen Aufwendungen für Investition und Betrieb der Anlagen, d.h. politische Faktoren wie Steuern, Förderungen wie EEG-Vergütungen oder auch betriebswirtschaftliche Margen sind nicht enthalten.
- Im zweiten Schritt wurden die **spezifischen THG-Minderungsbeiträge (Y-Achse)** bestimmt, die durch die Bereitstellung einer Einheit Endenergie durch Biomasse erzielt werden können (d.h. pro kWh Strom, Wärme oder Kraftstoff).

Das Ergebnis in Abbildung 7-6 erlaubt damit einen direkten Vergleich der unterschiedlichen Biomassekategorien und Anwendungsfälle. Eine Aufstellung der zugrunde liegenden Daten findet sich im Anhang (Tabelle 10-18).

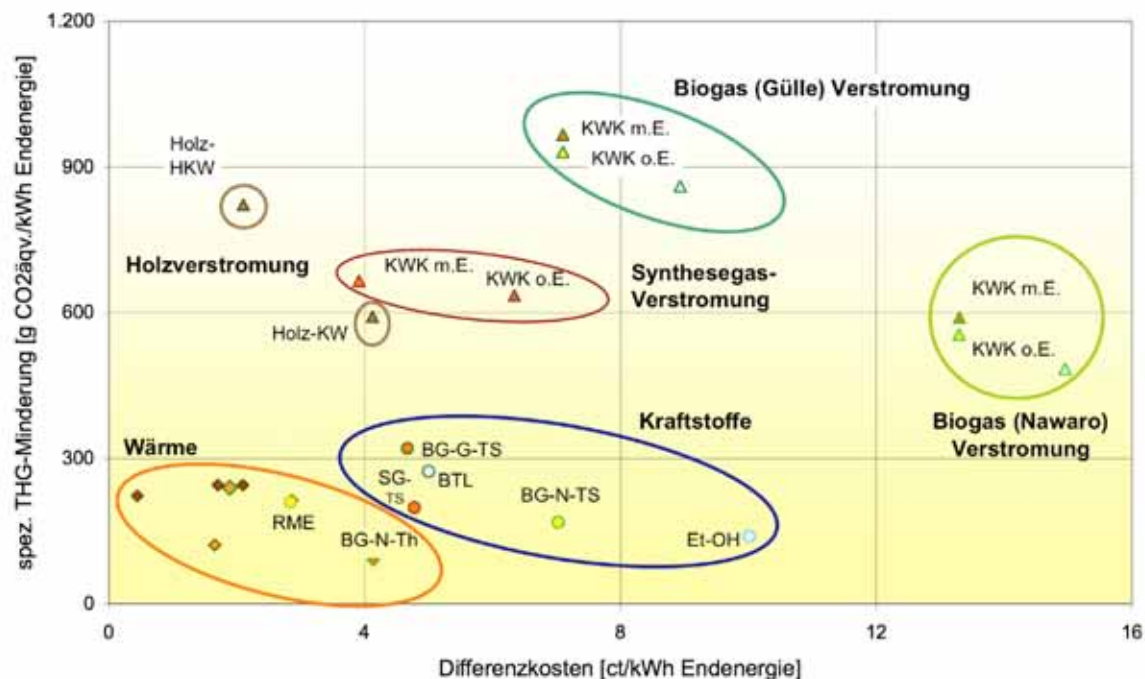


Abbildung 7-6: Übersicht der spezifischen THG-Minderungen und Differenzkosten der untersuchten Biomassepfade

Die wichtigsten Aussagen sind hierbei:

- Die **Verstromung** von Biogas aus Gülle erzielt aufgrund der großen THG-Gutschrift der Biogaserzeugung die höchste THG-Minderung. Sie ist unter den getroffenen Annahmen in allen Anwendungsfällen mit und ohne Einspeisung ökologisch sinnvoll und durch die Anwendung des EEG auch ökonomisch vorteilhaft.
- Die Verstromung von **Nawaro-Biogas** weist dagegen höhere Differenzkosten und deutlich niedrigere THG-Minderungen als der Güllepfad auf. Bei Differenzkosten von 13-15 ct/kWh_{el} hängt der wirtschaftliche Anlagenbetrieb stark vom politischen Förderrahmen ab und ist derzeit nur unter voller Ausschöpfung aller Förderelemente durch Aufbereitung und Einspeisung darstellbar (EEG-Vergütung, Nawaro-, KWK- und Innovations-Boni). Im Fall der betrachteten Anlage der Größe 250m³/h werden die höheren Erlöse durch die höhere Wärme-gutschrift durch die Mehrkosten für Aufbereitung und Einspeisung vollständig kompensiert (gilt ebenfalls für die Gülleanlage).
- Die höchste Klimaschutzeffizienz der **Holznutzung** bietet die zentrale Verstromung im Heizkraftwerk (Holz-HKW 20MW_{el}) mit Wärmenutzung. Aufgrund struktureller Hemmnisse (begrenzte Fernwärmepotenziale etc.) ist diese Option jedoch im Potenzial begrenzt. Angesichts dieser strukturellen Hemmnisse eröffnet die Holzvergasung neue Optionen, das signifikante Holzpotenzial neuen Verwendungsrouten zur Verfügung zu stellen, wie einer Erdgas-KWK mit breitem Leistungsspektrum oder dem Kraftstoffmarkt. Die Synthesegaserzeugung bietet dabei gegenüber der reinen Verstromung im Heizkraftwerk ohne Wärmeauskopplung (Holz-KW) ökologische und ökonomische Vorteile, wenn eine gute Wärmenutzung erreicht wird.
- Die **Wärmeoptionen** führen zu vergleichsweise geringen THG-Minderungen und niedrigen Differenzkosten. Die Einspeisung von Biogas (Nawaro) und die Holzvergasung und Einspeisung von Synthesegas zur Nutzung in der Gastherme leisten den kleinsten spezifischen Klimaschutzbeitrag. Ein Grund hierfür ist, dass das Biogas im Fall der Erdgas-Brennwerttherme ein vergleichsweise effizientes System substituiert und dadurch der Minderungseffekt begrenzt ist. Auch die Synthesegasnutzung bietet im Wärmefall gegenüber der direkten Holznutzung den geringsten ökologischen Nutzen, da der direkte Holzeinsatz zu Heizzwecken eine vergleichbare THG-Minderung bei geringen Mehrkosten liefert. Im Fall der Holzheizungen sind jedoch weitere ökologische Aspekte (lokale Emissionen wie NO_x, Staub usw.) sowie Markthemmnisse (Akzeptanz, Verfügbarkeit von Lagerraum etc.) zu berücksichtigen, die das Gesamtpotenzial einschränken.
- Der Einsatz von **Biogas als Kraftstoff** bietet neue Möglichkeiten mit interessanten Klimaschutzpotenzialen. Verglichen mit der Substitution der konventionellen Stromerzeugung, die durch hohe Kohlestromanteile gekennzeichnet ist, liefert die Endenergienutzung als Kraftstoff zwar tendenziell geringere THG-Minderungen, wie oben in Abbildung 7-6 zu erkennen ist. Für eine künftige Biokraftstoffstrategie ist allerdings besonders relevant, welche Energiepflanzen die höchsten Erträge liefern, damit die verfügbaren Flächen möglichst optimal ausgenutzt werden. Hier kommt zum tragen, dass im Fall der Kraftstoffroute im Vergleich zur BHKW-Verstromung geringere Umwandlungsverluste auftreten. Im Ergebnis liefert Nawaro-Biogas als Kraftstoff somit fast ebenso hohe spezifische THG-Minderungen pro ha Anbaufläche wie die BHKW-Verstromung (Abbildung 7-7). Aufgrund der Kostenstrukturen im Kraftstoffmarkt sind die Differenzkosten pro kWh allerdings deutlich niedriger als im Fall der Stromerzeugung. Eine analoge Struktur liegt auch bei der Gülle-nutzung vor.

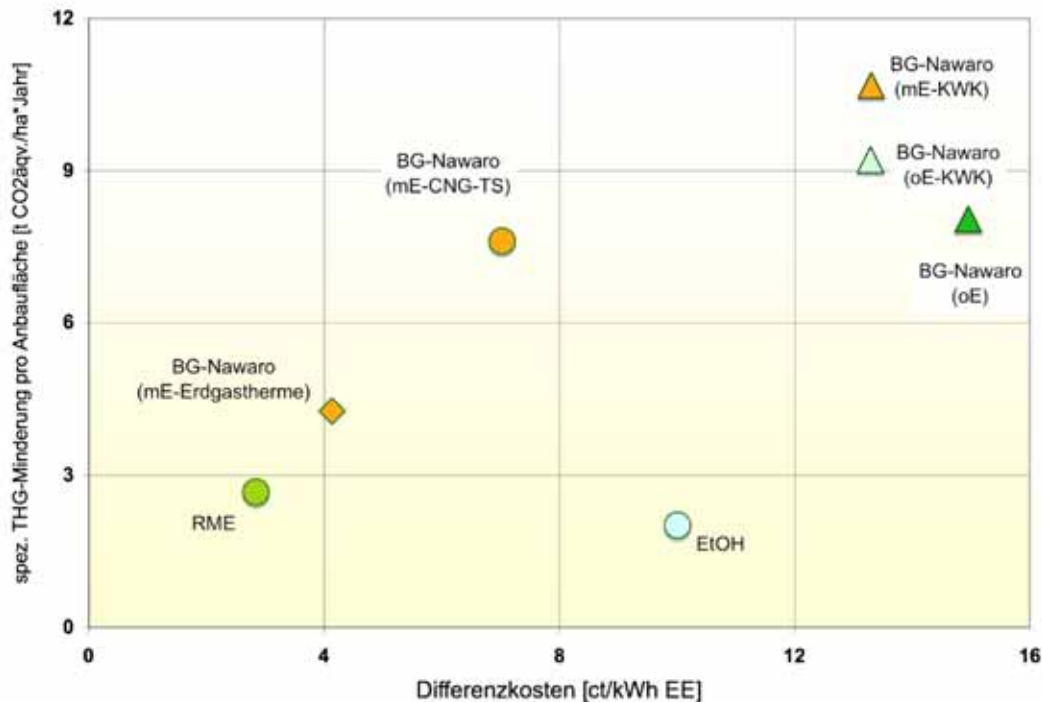


Abbildung 7-7: Spezifische Klimaschutzerträge pro Anbaufläche beim Anbau von Energiepflanzen

- Energie- und klimapolitisch relevant ist zudem, dass Nawaro-Biogas als ein Pfad mit Nutzung der Ganzpflanze signifikant **höhere Flächenerträge** als RME und EtOH bietet und dabei deutlich günstiger als EtOH ist. Ertragssteigerungen im Anbau werden das THG-Verhältnis tendenziell zugunsten von Nawaro-Mais verbessern. Biodiesel (RME) weist im Moment sehr niedrige Differenzkosten auf, was vor allem auch durch die Gutschriften der Nebenprodukte (Glycerin) verursacht wird. Insgesamt ist ein Ausbau der RME-Produktion allerdings unwahrscheinlich (vgl. Kapitel 2.2). Angesichts der aktuellen Biokraftstoffdebatte mit starker Betonung auf Biodiesel und Ethanol ist daher eine Neubewertung der Biogas-Kraftstoffoption angebracht. Der gegenwärtig laufende Ausbau einer flächendeckenden Versorgung mit Erdgastankstellen bietet dabei die Basis für eine Verbreitung von Biogas als Kraftstoff, so dass keine grundsätzlichen Infrastrukturellen Hemmnisse vorliegen.
- Im Rahmen der derzeitigen Kenntnisse und immer noch bestehenden Unsicherheiten sind die Aussagen zu den beiden konkurrierenden Routen der Erzeugung von **Kraftstoffen auf Basis Holzvergasung** (Gaseinspeisung SG-TS bzw. synthetischer Diesel FTD) vergleichbar. Mit der Erzeugung und Einspeisung von Methan aus der Holzvergasung zeichnet sich damit eine interessante Alternative zur gegenwärtig intensiv diskutierten Option des synthetischen Diesels ab.

8 Technische Möglichkeiten und Anforderungen für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz

In den vorangegangenen Abschnitten wurde deutlich, dass die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz je nach Nutzungspfad ökonomische und ökologische Vorteile bieten kann. Es stellt sich damit die Frage, unter welchen Bedingungen Biogas ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Welche Randbedingungen beeinflussen und begrenzen die Höhe einer möglichen Einspeisung von Biogas und Synthesegas in Deutschland?

Die wichtigsten Aspekte sind hierbei:

- **Zugang zum Erdgasnetz (Netztopologie):**
Ist das Erdgasnetz im Rahmen einer sinnvoller Transportentfernung für Biomasse (15-20 km) überhaupt erreichbar?
- **Gastechnische Beschaffenheit:**
Welche Eigenschaften muss das Gas hinter dem Einspeise- bzw. Mischpunkt aufweisen, damit die gültigen gastechnischen Regeln zu Sicherheit, Anwendungstechnik, Abrechnung eingehalten werden?
- **Netzseitige Kapazitätsgrenzen:**
Welche Mengen können in die vorhandenen Verteilnetze der Ortversorgungsunternehmen OVU eingespeist werden?
- **Weitere gastechnische und -wirtschaftliche Anforderungen:**
Welche sonstigen Aspekte beeinflussen die Einspeisung von Biogas und Synthesegas? Was ist im Einzelfall sonst noch zu beachten?

Zum letzten Punkt sind unter anderem die Speicherladung im Sommer, die Methanzahl des Gases und die gebuchten Kapazitäten, die eine Vertragsbindung darstellen, zu berücksichtigen. Zur Durchleitungsproblematik tragen z.B. hydraulische Restriktionen bei alten und neuen Ausspeisepunkten bei. Länge, Durchmesser und Druckstufe der Leitung bestimmen weiterhin die Transportkapazität. Zu unterscheiden sind ferner eng vermaschte Netze und Fernleitungen.

Im Bereich der Ortsgasverteilung ist deshalb die Kenntnis der vorliegenden Netztopologie und Abgabestruktur erforderlich, um bestimmen zu können, ob Gas von Ort A nach Ort B zusätzlich transportiert werden kann, unter Beachtung von Misch- und Pendelzonen.

Die folgenden Ergebnisse liefern Aussagen zu den grundsätzlichen Randbedingungen für eine Einspeisung von Biogas in Deutschland¹¹. In vielen Aspekten ist hierbei eine Vereinfachung und Verallgemeinerung der Betrachtung von Modellfällen unvermeidbar. Unabhängig von den getroffenen Aussagen zur Situation in Deutschland als Ganzes ist damit in jedem konkreten Einspeisefall eine individuelle Prüfung der technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für die Biogaseinspeisung unter Berücksichtigung der vor Ort vorliegenden spezifischen Gasnetzstrukturen unverzichtbar.

¹¹ Die Randbedingungen und Einflussfaktoren einer Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz sind gemeinsam mit der Gaswirtschaft erarbeitet worden und werden in Band 4 des Endberichts vom GWI Essen detailliert erläutert.

8.1 Zugang zum Erdgasnetz

Für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz besteht die erste Grundvoraussetzung darin, in akzeptabler Entfernung der Biomassequellen einen Zugang zum deutschen Erdgasnetz zu erhalten. Zur Abschätzung möglicher Zugangsrestriktionen wurde ein pragmatischer Ansatz gewählt:

- Am Beispiel von Mecklenburg-Vorpommern wurde der Fall eines Bundeslandes mit geringer Bevölkerungsdichte und der geringsten Dichte im Gasnetz betrachtet. Die Karte des deutschen Gasnetzes (Hochdruck HD und Mitteldruck MD) weist für diese Region – im Vergleich z.B. zu Nordrhein-Westfalen - eine eher dünne Vermaschung der Gasleitungen auf. Problematische Abstände zwischen zwei Leitungen dürften somit eher in dieser Region zu suchen sein.
- Die vorhandenen Informationen der Gasnetzkarten wurden mit Angaben der regionalen Gasversorgungsunternehmen ergänzt (Abbildung 8-1). Im Ergebnis zeigt sich dabei, dass der Abstand der HD/MD-Leitungen selbst in dünn besiedelten Gebieten nicht größer als 40 km ist, woraus sich maximale Entfernungen von 15-20 km ableiten. Dies ist im Bereich der noch wirtschaftlichen Transportentfernungen für Nawaro-Substrate.

Nachfolgend werden damit keine Zugangsrestriktionen berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass das gesamte Bundesgebiet weitgehend erdgaserschlossen bzw. das Erdgasnetz (regionale und örtliche Versorgungsebenen) für eine Biogaseinspeisung erreichbar ist.



Abbildung 8-1: Abschätzung der Erreichbarkeit des Gasnetzes am Beispiel Mecklenburg-Vorpommern

8.2 Anforderungen an die Gasbeschaffenheit

Anders als im Fall der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien führt die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz zu einer stofflichen Vermischung von zwei Gasströmen. Es ist unmittelbar einleuchtend, dass die beigemischte Gasmenge bestimmten Anforderungen genügen muss, um nicht die Qualität der Gasversorgung im betrachteten Netzabschnitt zu beeinträchtigen.

Grundsätzlich werden dabei zwei Standards definiert, nach denen Biogas eingespeist werden kann:

- **Austauschgas** beschreibt eine Gasqualität, die dem Erdgas im Netz entspricht. Es unterscheidet sich zwar teilweise in der Zusammensetzung und in den brenntechnischen Grunddaten vom Grundgas, ist aber bei konstantem Druck gleichartig im Brennverhalten wie Grundgas. Hierdurch entstehen keine Probleme bei der Anwendungstechnik. Für Austauschgase ist die Einspeisung somit meist unproblematisch. Das Austauschgas ist auf den erforderlichen Netzdruck zu bringen und die eingespeiste Energiemenge zu messen.
- **Zusatzgas** unterscheidet sich in der Zusammensetzung und den brenntechnischen Grunddaten wesentlich vom örtlichen verteilten Grundgas. Es kann deshalb in Abhängigkeit vom gesamten Gasdurchsatz im Netz nur begrenzt zugemischt werden, damit sich das festgelegte Brennverhalten des Grundgases nicht über die erlaubten Schwankungsbreiten hinaus verändert. Entsprechend der spezifischen Anforderungen der Netzsituation vor Ort ist die resultierende Gasbeschaffenheit nach der Beimischung abhängig von der Zusatzgaszusammensetzung und der Einspeisemenge, was eine genaue Mengensteuerung erfordert. Bei einer Zusatzgaseinspeisung ist das Zusatzgas deshalb auf Netzdruck zu verdichten, die Energiemenge des eingespeisten Gases genau zu bestimmen und mit Erdgas-H oder Erdgas-L "so [zu mischen], dass die Anforderungen der öffentlichen Gasversorgung im nachgeschalteten Netz hinter dem Mischpunkt hinsichtlich Gasverwendung und Abrechnung erfüllt werden". Größtes Augenmerk ist also auf die Übergabestation bzw. Mischerstation zu richten, was zusätzliche Kosten verursacht.

Vor diesem Hintergrund sind eine Reihe von grundsätzlichen Anforderungen zu erfüllen, die teilweise bei der Beschreibung der Techniken zur Gaseinspeisung angesprochen wurden und im Regelwerk des DVGW¹² definiert sind:

- Das Rohgas muss **gereinigt, aufbereitet (entsprechend G 260)** und auf den **Netzdruck des Netzbetreibers verdichtet** werden.
- Zur Einspeisung in ein Verteilungsnetz eines örtlichen GVUs muss das Gas mit Geruchsstoffen gekennzeichnet, d.h. **odoriert** werden (**G 280**).
- Ferner muss ein **Nachweis über die Zusammensetzung** durch geeichte Messverfahren geführt werden. Außerdem muss regelmäßig das Vorhandensein bestimmter Gasbegleitstoffe wie H₂S überprüft werden.
- Da Erdgas beim Endkunden nach der bezogenen Energiemenge und nicht nach der bezogenem Gasvolumen abgerechnet wird, spielt der Energieinhalt des gelieferten Gases eine zentrale Rolle für die Gasverteilung. Die **Anforderungen bzgl. Verwendung und Abrechnung nach G 685** hinter dem Einspeisepunkt müssen deshalb erfüllt sein,

¹² Eine Übersicht der DVGW-Regeln findet sich im Anhang.

d.h. für alle Kunden muss eine gleiche Gasqualität vorliegen, damit eine Abrechnungsgerechtigkeit gewährleistet ist. Insbesondere bei Versorgungsgebieten mit mehreren Ortsnetzeinspeisungen muss also sichergestellt sein, dass auch im Fall der Biogaseinspeisung alle Kunden die gleiche Gasqualität beziehen. Das kann sich u.U. auf die Zulässigkeit und örtliche Lage von Biogas-Einspeisepunkten auswirken.

- Für die Verwendung ist die **Bestimmung der übergebenen Energiemenge** erforderlich. Für eine zeit- und wärmeäquivalente Übergabe muss ferner der **Abrechnungsbrennwert** bekannt sein.

Für die detaillierte Auswahl, Auslegung und Kostenbetrachtung der Biogaskonditionierung und Aufbereitung müssen auf dieser Grundlage die zu erreichenden Einspeisegasqualitäten festgelegt werden. Eine vollständige Betrachtung aller fünf üblicherweise in Deutschland verteilten Erdgassorten mit den Varianten einer entsprechenden Einspeisung als Austauschgas oder Zusatzgas war im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Es wurde deshalb versucht, mit vier Fallbeispielen (Aufbereitung von Biogas aus Vergärungsanlagen zu Erdgas) ein möglichst großes Spektrum an möglichen Einspeisesituationen abzudecken. Darunter fällt auch die Einspeisung von teilaufbereitetem Biogas als Zusatzgas, das begrenzt einem Grundgas zugemischt werden kann. Hinzu kommen fünf Modellfälle für die Einspeisung von aufbereitetem Synthesegas aus der Holzvergasung. Einen Überblick über die insgesamt neun Modellfälle gibt der Anhang.

Die Ergebnisse der Detailanalyse lassen sich zu den folgenden Kernaussagen hinsichtlich der Gasbeschaffenheit des aufbereiteten Produktgases zusammenfassen:

Nutzung in L-Gasgebieten

- Eine Nutzung von Biogas und Synthesegas als Austauschgas ist möglich, wenn CO₂ bis auf wenige Prozente entfernt wird;
- Ein Einsatz als Zusatzgas ist beschränkt möglich, abhängig von den Netzgegebenheiten;

Nutzung in H-Gasgebieten

- In Versorgungsgebieten mit Gasbezug aus Russland völlig unbeschränkte Verwendung als Austauschgas bei weitestgehender CO₂-Entfernung;
- In Versorgungsgebieten mit Nordseequalität (z.B. Ekofisk, hoher Brennwert nahe 12 kWh/m³) kann auch bei nahezu vollständiger CO₂-Entfernung der Brennwert des verteilten Gases nicht erreicht werden. Um eine Einspeisung als Austauschgas zu ermöglichen kann es somit erforderlich sein, Flüssiggas (LPG) zuzumischen, um den Brennwert des einzuspeisenden Gases auf das der örtlich verteilten Brenngasqualität einzustellen (Karburierung). Die Flüssiggaszugabe erhöht die Biogasaufbereitungskosten erheblich (ca. 0,8 ct/kWh Rohbiogas) und wirft auch einige rechtliche Fragen auf (Förderfähigkeit nach EEG). Technisch stellt die Brennwertanhebung kein Problem dar, sie wird aber in der Gasversorgungswirtschaft nur in Einzelfällen eingesetzt und die DVGW-Richtlinie G 260 sieht nur eine zeitlich beschränkte Zugabe von Flüssiggas zur Vermeidung von Versorgungsengpässen oder zur Spitzenlastabdeckung vor. In Einzelfällen kann auf die LPG-Beimischung verzichtet werden, wenn vom Netzbetreiber für die Biogaseinspeisung durch Netzsimulation nachgewiesen werden kann, dass die Anforderungen des Arbeitsblatts DVGW 685 bei allen Endkunden erfüllt sind (s.o.).

Zusammenfassend kann also festgestellt werden, dass auch mit Blick auf die Gasbeschaffenheit keine wesentlichen Restriktionen für die Einspeisung von Biogas und

Synthesegas vorliegen. Der Stand der Technik der Biogasaufbereitung und -einspeisung erlaubt es, die Anforderungen des Regelwerks in den meisten Fällen einzuhalten, was allerdings Restriktionen aufgrund der individuellen Situation vor Ort nicht ausschließt.

8.3 Gasnetzseitige Anforderungen

Auch wenn die technischen Anforderungen an die eingespeiste Gasqualität erfüllt sind, besteht eine weitere Bedingung in der schlichten Notwendigkeit, dass das eingespeiste Gas auch eine Verwendung finden muss. Gerade in Schwachlastzeiten könnte es jedoch vorkommen, dass eine Biogasanlage mehr Gas zur Verfügung stellt, als die angeschlossenen Verbraucher abnehmen können. Hieraus können sich **tages- und jahreszeitlich schwankende Obergrenzen für die Einspeisemenge** ergeben, die in Ausnahmefällen auch zum Stopp der Einspeisung führen können.

Das wesentlichste Hindernis ist die Abnehmerstruktur selbst, die saisonal und tageszeitlich für schwankende Gasbezüge sorgt. Da die Gasnetzbetreiber das Gas nicht beliebig speichern, sondern nur durchleiten können, sind das Gasnetz und damit auch die verfügbaren Kapazitäten für eine Biogaseinspeisung maßgeblich vom Gasbezug der Endkunden abhängig.

Ein erster **Orientierungswert für die Aufnahmekapazität des Gasnetzes** für eingespeistes Biogas und Synthesegas richtet sich nach der minimalen Last im Netz. Netzseitige Einspeiserestriktionen z.B. hinsichtlich einer (über-)regionalen Verteilung oder gaswirtschaftliche Randbedingung aufgrund der langfristigen Bezugsverträge sind hierbei nicht berücksichtigt.

8.3.1 Bestimmung der absatzbezogenen Aufnahmekapazität für Austauschgas

Für die Bestimmung der absatzbezogenen Aufnahmekapazität für Austauschgas ist eine prototypische Beschreibung der Absatzcharakteristik im deutschen Gasnetz erforderlich. Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der absatzbezogenen Aufnahmekapazität beinhaltet folgende Analyseschritte:

- Mit Hilfe der Typisierung aller Ortversorgungsunternehmen (OVU) in Deutschland nach Größe bzw. Gasabgabe und ihrem Anteil an Gewerbe- bzw. Industriekunden erfolgt die Definition von sechs Clustern als prototypische "Beispiel-OVU".
- Die Bestimmung der charakteristischen minimalen Lastverläufe wie der Sommer-Minimallast und dem Nachttal für jeden OVU-Typ erlaubt die Ableitung der errechneten absatzbezogenen Aufnahmekapazität.
- Zusätzlich erfolgt die Rechnung für die Bestimmung der Aufnahmekapazität für Zusatzgas. Auch durch dieses Vorgehen ist aber nur eine beispielhafte Abschätzung der Durchschnittswerte möglich. Für jede Einspeise- und Gasnetzsituation ist daher immer eine Einzelfallbetrachtung vorzunehmen.

Als eine charakteristische Kenngröße zu Klassifizierung der Größe eines Gasversorgers und des zugehörigen Netzes wird die jährliche Gasabgabe an Verbraucher angenommen. Eine Aufteilung der deutschen Gasversorger basiert auf den Daten der BGW Gasstatistik 2002. Demnach liegt der Gasabsatz bei rund 35 % der OVU unter 200 GWh; diese stellen kleine Ortversorgungsunternehmen dar. Bei weiteren 49 % liegt ein Gasabsatz zwischen 200 GWh und 1100 GWh vor. In 17 % der Fälle liegt der Gasabsatz über 1,1 GWh. In Kombination mit dem Verhältnis der durchschnittlichen Gasabgabe pro Tag zum maximalen Tagesabsatz ergibt sich eine Klassifizierung der OVU in sechs Typen. Entsprechend dieser

Clusterbildung sind von Gasversorgungsunternehmen, die diesen Typen entsprechen, reale Lastgänge abgefragt worden, um die Struktur des Gasabsatzes zu bestimmen.

In Form von Austauschgas kann immer nur soviel Gas eingespeist werden, wie von den nachgelagerten Verbrauchern entnommen wird. Besonders im Sommer nimmt der Gasbezug deutlich ab (niedrige Sommergrundlast), da vor allem der Heizgasbedarf der privaten Haushalte wegfällt. Darüber hinaus treten neben den saisonalen Schwankungen auch tageszeitliche Schwankungen auf, insbesondere Verbrauchsminima in der Nacht (sog. „Nachttaf“). Sie sind bei einer hohen durchschnittlichen Tagestemperatur besonders ausgeprägt, da im Winter die Erdgasheizungen eher durchlaufen und damit das Lastprofil glätten. In Abbildung 8-2 sind die Abweichungen vom durchschnittlichen Gasabsatz im Tagesverlauf für verschiedene Jahreszeiten dargestellt. Hieraus lässt sich der Tageslastgangfaktor oder auch "Nachttaffaktor" ableiten, der typischerweise im Sommer Werte zwischen 0,4 und 0,8 erreichen kann. OVU mit hohem Gewerbeanteil weisen dabei eher konstante Lastverläufe auf, während bei geringem Gewerbeanteil die Abweichung vom Tagesdurchschnitt deutlicher ausgeprägt ist und somit kleinere Nachttaffaktoren zu beobachten sind.

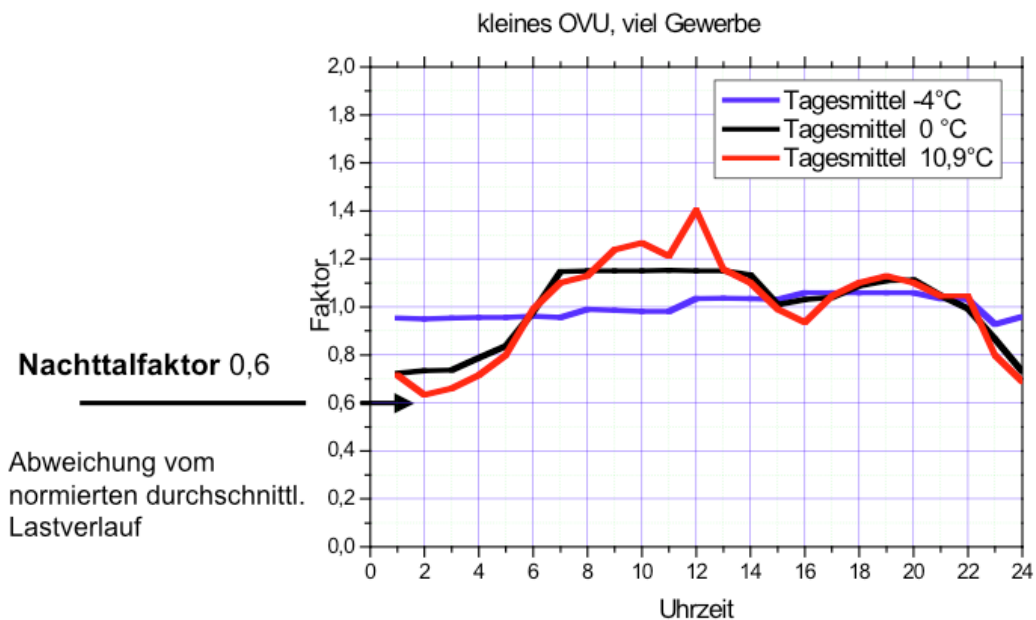


Abbildung 8-2: Normierte Darstellung des Lastgangs eines kleinen OVU mit viel Gewerbe (Typ 2)

Unter Berücksichtigung dieses Faktors, der durchschnittlichen Abgabe an einem Sommertag und der daraus folgenden maximalen kontinuierlichen Einspeisung für jede OVU-Kategorie ergeben sich die in Tabelle 8-1 angegebenen absatzbezogenen Aufnahmekapazitäten für Austauschgas. Die Gesamtmenge summiert sich über alle OVU in Deutschland zu rund 21 Mrd. m³/a (212 Mrd. kWh/a).

Tabelle 8-1: Auswertung der OVU-Cluster und Aggregation der Gesamtmenge in Deutschland

Kategorie	Typ 1 Klein, wenig Gewerbe	Typ 2 Klein, viel Gewerbe	Typ3 Mittel, wenig Gewerbe	Typ4 Mittel, viel Gewerbe	Typ 5 Groß, wenig Gewerbe	Typ 6 Groß, viel Gewerbe
Anzahl GVU/ Kategorie	129	66	151	159	32	67
Nachttalfaktor NTF	0,45	0,63	0,6	0,737	0,67	0,77
Austausch- gasmenge (Sommer- abgabe x NTF) [10 ³ kWh/d]	35,55	118,44	263,4	308,8	1746,02	6354,04
Austauschgas- Menge bei H=9,77 kWh/m ³	149	495	1.100	1.290	7.297	26.555
Summe [m ³ /h]	19.221	32.670	166.100	205.110	233.504	1.779.185

Die bisherigen Überlegungen zur Abschätzung der absatzbezogenen Aufnahmekapazität lassen sich somit wie folgt zusammenfassen (Abbildung 8-3):

- Ausgangspunkt ist die **Gesamtabgabe im bundesdeutschen Gasnetz von rd. 904 Mrd. kWh/a**. Davon steht die Abgabe an Sonderkunden auf Hochdruckebene in der Regel nicht zur Verfügung, da hier spezifische Kriterien der Gaslieferung und –qualität erfüllt sein müssen. Die Nutzung von Biogas und Synthesegas kann nur nach Einzelfallprüfung bewertet werden.
- Die resultierende Menge der **Verteilung durch die Ortsverteilungsunternehmen (OVU) beträgt 676 Mrd. kWh/a** und stellt die Bezugsgröße für die Biogaseinspeisung dar. Von diesem Gasabsatz stehen allerdings nur die **Sommergrundlast in Höhe von 331 Mrd. kWh/a** als Referenzgröße für einen kontinuierlichen Betrieb der Biogas- und Vergaseranlagen zur Verfügung.
- Die Gewichtung der OVU-Cluster nach den prototypischen Absatzcharakteristiken führt zur Bestimmung der minimalen Last im Netz als Einspeisegrenze (Nachttal). Es handelt sich damit bundesweit in der Summe um eine theoretische, durch Gasabsatz gedeckte Aufnahmekapazität **von Austauschgas in Höhe von 212 Mrd. kWh/a** (31% des OVU-Absatzes).
- Dem gegenüber steht das in Abschnitt 2.4 abgeschätzte **realistische Biogaspotenzial zur Einspeisung**, das in einem optimistischen Wachstumspfad bundesweit im Jahr 2030 auf rund 100 Mrd. kWh/a ansteigen könnte.

Für Deutschland als Ganzes zeichnet sich somit ab, dass die zu erwartende Biogaseinspeisung im Durchschnitt im Rahmen des minimalen Gasabsatzes in Schwachlastzeiten bleibt. Die hier durchgeführte Betrachtung liefert jedoch nur einen ersten theoretischen Orientierungswert, der jedoch, abhängig von den lokalen und regionalen Einspeiserestriktionen, noch keinen Rückschluss auf die tatsächliche Einspeisemenge zulässt. Auf Ebene der Bundesländer können daher durchaus signifikante Mengenrestriktionen auftreten, die durch die strukturellen Merkmale des deutschen Gasnetzes verschärft werden. Die folgenden Abschnitte 8.3.2 und 8.3.3 gehen hierauf kurz ein.

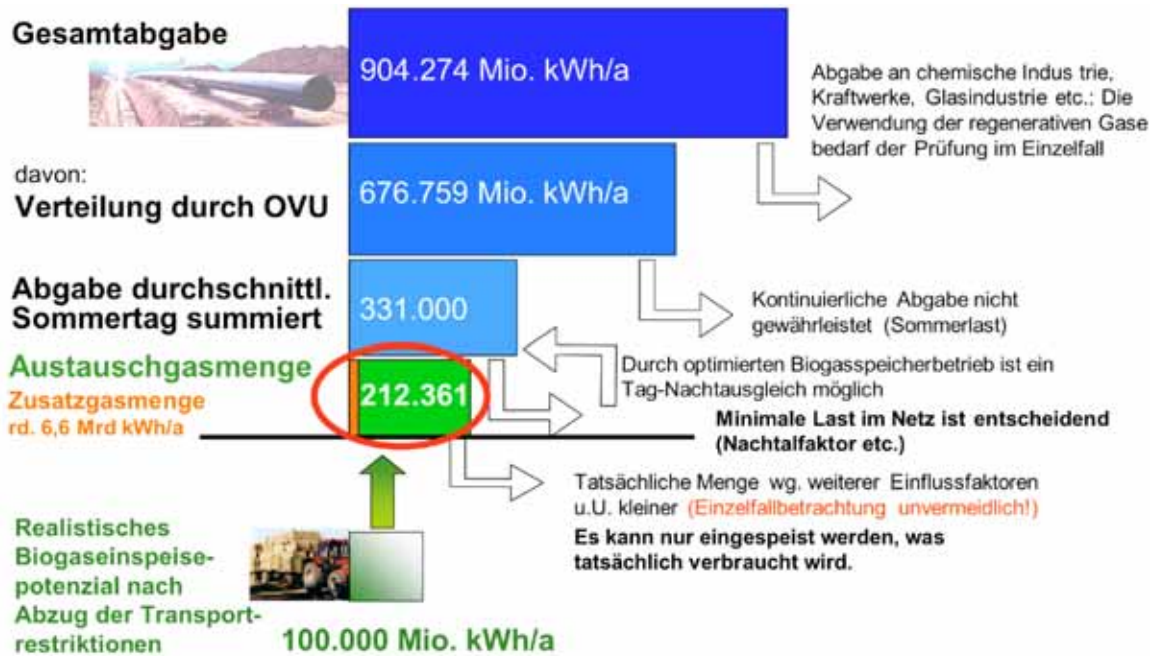


Abbildung 8-3: Ableitung der absatzbezogenen Aufnahmekapazität für Biogas als Durchschnittsbetrachtung für Deutschland

8.3.2 Regionale Aufnahmekapazitäten

Entsprechend der regionalen Unterschiede des Biogasaufkommens (vgl. Abschnitt 2.5) muss die Einspeisesituation in Abhängigkeit von den regionalen Netzkapazitäten und Absatzcharakteristik beurteilt werden. Im Vergleich mit der jeweiligen Sommergrundlast lässt sich aus den Angaben zu den regionalen Biogaspotenzialen auf die gleiche Art wie oben beschrieben bestimmen, welcher Anteil des minimalen Gasabsatzes in den Bundesländern durch das eingespeiste Biogas gedeckt werden könnte. Oder anders gesagt: es lässt sich darstellen, welcher Anteil der Grundlast im Sommer unter heutigen Bedingungen durch Biogas verdrängt werden könnte. (Abbildung 8-4).

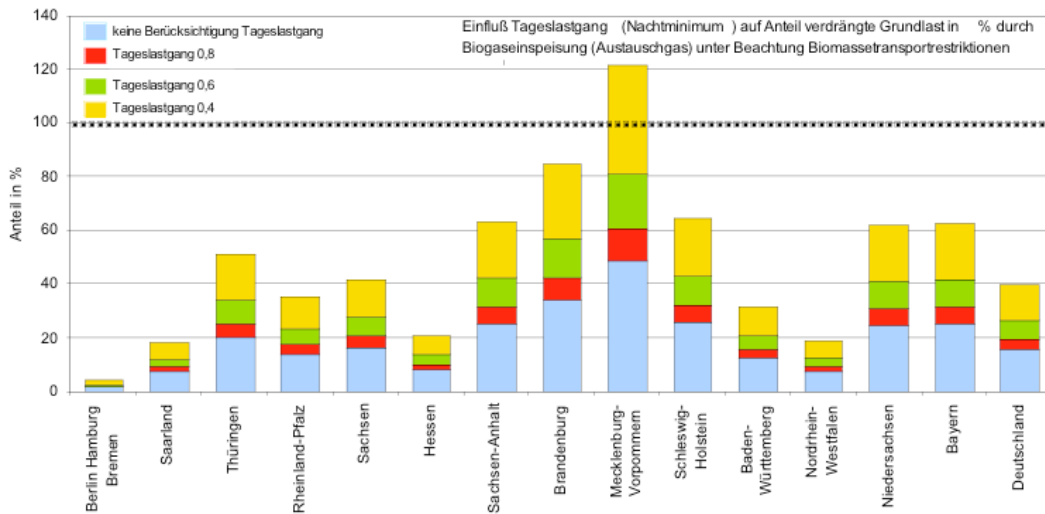


Abbildung 8-4: Potenzielle Anteile verdrängter Grundlast durch Biogaseinspeisung (Austauschgas) nach Bundesländern

Der Deckungsanteil steigt dabei entsprechend, je stärker diese Grundlast durch die Tageslastschwankungen abgesenkt wird. Bei Tageslastfaktoren von 0,6 bis 0,4 ist zu beobachten, dass in einigen Bundesländern der Deckungsanteil 80% bis über 100% erreichen kann. Dies bedeutet, dass der Gasabsatz in den Situationen der geringsten Nachfrage fast bzw. mehr als vollständig durch das eingespeiste Biogas bedient werden könnte. In der Praxis stehen dem jedoch die im nächsten Abschnitt angesprochenen strukturellen Hemmnisse entgegen, die den (über-) regionalen Ausgleich zwischen den Schwerpunkten der Biogaserzeugung und der Gasabnahme erschweren. Wie aus Abbildung 8-4 ersichtlich, sind für eine Reihe von Bundesländern lokale Einspeiserestriktionen bei der Einspeisung von Biogas aus Vergärung zu erwarten:

- Probleme sind besonders bei **Flächenländern mit geringer Gasabnahme** im Sommer wie z.B. Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg abzusehen, in denen vergleichsweise hohe Biogaspotenziale bei geringer Bevölkerungsdichte und Gasabsatz vorliegen. Unter Umständen ist eine Zwischenspeicherung des erzeugten Gases notwendig, wenn der Tageslastgangfaktor 0,8 überschreitet. In dem Fall sind zusätzliche Kosten zu berücksichtigen. Die vorliegende Abschätzung geht dabei von dem heutigen Biogaspotenzial in den Bundesländern aus, die möglichen Zunahmen der Nawaro-Pfade würde daher gerade in diesen Regionen den Problemdruck erhöhen.
- In **Stadtstaaten** wie Bremen und Hamburg und **dicht besiedelten Ländern mit hoher Industriepräsenz** wie z.B. NRW sind keine Einspeiserestriktionen zu erwarten. Das gesamte, hier deutlich geringere Biogaspotenzial kann als Austauschgas eingespeist werden, ohne dass eine Zwischenspeicherung zum Ausgleich des Nachtminimums vorgesehen werden muss.

8.3.3 Strukturelle Restriktionen für die Gaseinspeisung

Zur Bewertung der praktischen Realisierungsmöglichkeiten der Biogaseinspeisung im großen Umfang muss berücksichtigt werden, dass im bundesdeutschen Gasnetz erst auf Ebene der Ortsverteilung eine vermaschte Struktur vorliegt. Die überlagerten Netzebenen

übernehmen dagegen vor allem Transportfunktionen in definierte Richtungen (von den Übergabestellen zu den Verbrauchszentren), weshalb ein Austausch zwischen Regionen nur sehr begrenzt möglich ist. Hierin besteht z.B. ein fundamentaler Unterschied zur Elektrizitätsversorgung, der vor allem in den genannten Agrarländern mit einer hohen Diskrepanz zwischen Biogasaufkommen und Gasabsatz zu Einspeiserestriktionen führen kann.

Ein wichtiger Aspekt ist hierbei die langfristige Struktur der Gaslieferverträge, die als sogenannte "Take-or-pay"-Verträge eine kontinuierliche Abnahme der Lieferungen der Gasproduzenten über das Jahr vorsehen und einen zeitlichen Ausgleich nur begrenzt zulassen. Geht man nun davon aus, dass über 1-3 Monate die Nachtmengen des Erdgasbezuges durch Biogas verdrängt werden, so muss auf Grund der bestehenden Lieferverträge diese Menge entsprechend saisonal zwischengespeichert werden. Im Gasnetz muss also quasi die "doppelte Menge" untergebracht werden. Benötigt wird hierfür unter den getroffenen Rahmenbedingungen ca. 5 Mrd. m³ Speicherkapazität, was etwa 6 % der Gasjahresabgabe entspricht. Dieses Speichervolumen steht jedoch erstens derzeit nicht zur Verfügung und zweitens existieren bei den Netzleitungen zu den Speichern die erwähnten Engpässe, was die Nutzung selbst von bestehenden saisonalen Zwischenspeichern einschränkt. Gleichmaßen ist der Austausch zwischen den ländlichen Regionen mit hohem Biogaspotenzial und schwachem Gasabsatz sowie den Verbrauchsschwerpunkten in den Ballungsräumen betroffen. Um das regionale Biogaspotenzial nutzen zu können, müssen dementsprechend die Voraussetzungen für den (über-)regionalen Transport der Einspeiseüberschüsse bzw. verdrängten Erdgasmengen geschaffen werden und langfristig die zunehmenden Biogasmengen bei der Gestaltung der Lieferverträge berücksichtigt werden.

Für eine fundiertere Analyse dieser strukturellen Restriktionen wäre eine Detailbetrachtung von realen Netzgebieten und die Simulation der konkreten strukturellen Restriktionen und Lösungsoptionen erforderlich. Dies war in dieser Studie nicht möglich. Hier besteht Untersuchungsbedarf, um die mittel- bis langfristigen Entwicklungsperspektiven der deutschen Gasversorgung auszuloten.

8.3.4 Grenzen für die Einspeisung von Zusatzgas

Zur Bestimmung der möglichen Aufnahmekapazität von Zusatzgas sind zusätzliche Berechnungen erforderlich, da keine vollständige Substituierbarkeit zum Erdgas vorliegt und die unterschiedliche Gasqualität zu Problemen führen kann. Bei der Einspeisung von Zusatzgas richtet sich die einspeisbare Menge zunächst ebenfalls nach der in Tabelle 8-1 aufgeführten Austauschgasmenge, beträgt aber entsprechend dem zulässigen Beimischungsverhältnis nur einen Bruchteil dieser Menge.

Es gelten die in Abschnitt 3.3 schon angesprochenen Restriktionen bezüglich Brennwert (max. 2% Abweichung im Grundgas), Wobbe-Index (es gilt die untere Grenze im Schwankungsbereich), CO₂-Konzentration (max. 6% im Mischgas) und die H₂-Konzentration (max. 5% im Grundgas). Es gilt dabei immer die Restriktion, die als erstes verletzt wird.

Unter diesen Bedingungen kann auf Basis des Gesamtgasaufkommens in Deutschland (676 Mrd. kWh/a) eine Zumischung von Biogas in Höhe von insgesamt 6,6 Mrd. kWh/a erfolgen, d.h. 0,95% des Gesamtgasaufkommens. Lokal sind allerdings aufgrund der gastechnischen Restriktionen oft nur geringe Volumenströme - teilweise deutlich kleiner als 100 m³/h – zulässig, die angesichts des Investitionsaufwands keine wirtschaftliche Perspektive bieten und ohnehin in jedem Einzelfall auf Realisierbarkeit zu prüfen sind.

Für die verschiedenen Zusatzgasqualitäten der Holzvergasung ergeben sich bundesweit Aufnahmekapazitäten je nach Aufbereitungsgrad von insgesamt 4,3 bis 14,2 Mrd. kWh/a,

wobei letzteres eine höhere Zusatzgasqualität durch Methanisierung voraussetzt. Da jede Beimischung von Zusatzgas den Grundgasstrom verändert, können diese Potenziale nicht addiert werden. Als Einschränkung für große Holzvergaser gilt außerdem, dass selbst an einer Ferngasleitung mit hohen Volumenströmen meist nur eine einzige Großanlage mit Zusatzgaseinspeisung stehen kann, um nicht die Grenzwerte für die gesamte Leitung zu überschreiten. Das bestehende Gasnetz erlaubt somit nur eine geringe Anzahl von Vergasungsanlagen mit Zusatzgaseinspeisung, die in Summe keinen wesentlichen Anteil am Gesamtgasabsatz liefern können. Auch für die Synthesegaseinspeisung bietet die Zusatzgasoption daher keine Perspektive.

9 Zusammenfassung und Fazit

Die vorliegende Studie liefert einen Überblick zu den Biomasse- und Biogaspotenzialen in Deutschland und beschreibt die Perspektiven der Biogasnutzung im Vergleich zu anderen Biomassepfaden und konventionellen Referenztechnologien.

Ausgehend von den Leitfragen der Untersuchung können folgende Ergebnisse zusammengefasst werden:

Was sind die Biomassepotenziale in Deutschland, welche Rolle kann Biogas heute und in Zukunft (2030) spielen?

- Es stehen **signifikante Biomassepotenziale für energetische Nutzungen** zur Verfügung. Für Holz ergibt sich in Summe ein Potenzial von 156 Mrd. kWh/a, für halmgutartige Stoffe von 8-53 Mrd. kWh/a und die sonstigen Rückstände von ca. 40 Mrd. kWh/a. Der Anbau von Energiepflanzen (Nawaro) bietet ein Potenzial von 24-28 Mrd. kWh/a.
- Während in Zukunft bei den Reststoffen tendenziell von stagnierenden Potenzialen ausgegangen werden kann, ist für den Anbau von Energiepflanzen ein **Wachstum der verfügbaren Flächen für Energiepflanzenanbau** zu erwarten (von 1,6 Mio. ha auf 2,6 Mio. ha). Die **Prioritäten der Flächennutzung** werden allerdings politisch beeinflusst, so dass hier erhebliche Unsicherheiten über die künftigen Randbedingungen vorliegen.
- Das gesamte **technische Biogaspotenzial** basiert auf der Verwertung von landwirtschaftlichen Rückständen (vor allem Gülle), industriellen und kommunalen Abfällen sowie dem Anbau von Energiepflanzen (Mais). Das regionale technische Potenzial zur Biogaserzeugung durch Fermentation ist nahezu proportional zu der Flächengröße der einzelnen Bundesländer, da die landwirtschaftlichen Reststoffe zusammen mit dem Nawaro-Anbau die Potenziale dominieren.
- Stärkster Treiberfaktor für die Zukunft sind dabei die wachsenden **Biogaspotenziale durch Energiepflanzenanbau** (Nawaro). Bei ausschließlicher Nutzung der für Energiepflanzen zur Verfügung stehenden Flächen in Deutschland (1,6 Mio. ha in 2030) kann das maximale technische Biogaspotenzial von derzeit ca. 70 Mrd. kWh/a auf gut 160 Mrd. kWh/a im Jahr 2030 ansteigen. Als ein **realistischer Ausbaupfad der Biogaseinspeisung** wurde eine Gaserzeugung von rd. 10 Mrd. m³ (100 Mrd. kWh/a) im Jahr 2030 abgeschätzt, dieses Wachstum der Kapazitäten erfordert jedoch stabile politische Rahmenbedingungen und dauerhafte Wettbewerbsfähigkeit der Energieproduktion aus Biogas.

Welche Techniken stehen für die Erzeugung, Aufbereitung und Einspeisung von Biogas zur Verfügung?

- Die **Erzeugung von Biogas** durch die Vergärung (Fermentation) von feuchter Biomasse ist Stand der Technik. Die Biogaserzeugung aus **Gülle** weist die geringsten Erzeugungskosten auf (3-5 ct/kWh). Bei **Nawaroanlagen** wird die künftige Wirtschaftlichkeit sehr deutlich von der Entwicklung der Rohstoffkosten (d.h. Substratpreise) beeinflusst, derzeit betragen Rohgaskosten zwischen 6-8 ct/kWh. Für Biogas aus industriellen und kommunalen **Reststoffen** werden Kosten und

Wirtschaftlichkeit durch die Entsorgungserlöse beeinflusst und hängen stark vom Einzelfall ab – je nach Annahme können Rohgaskosten um 5 ct/kWh erreicht werden.

- Die Wahl der **optimalen Anlagengröße** hängt von teilweise gegenläufigen Einflussfaktoren ab. Zum einen sinken die spezifischen Anlagenkosten deutlich zwischen kleinen (50 Nm³/h) und mittleren Anlagen (250 Nm³/h). Weitere Größenschritte bringen hingegen nur unwesentliche Reduktionen, auch treten keine relevanten ökologischen Vorteile durch den Einsatz großer Anlagen auf. Andererseits steigt mit der Anlagengröße der Rohstoffbedarf, wodurch Restriktionen bei der Biomasselogistik entstehen. Unter heutigen Bedingungen liegt die ökonomisch und ökologisch **sinnvolle Anlagengröße** damit im Kapazitätsbereich um 250 Nm³/h.
- Die Nutzungsmöglichkeiten des Biogases können erweitert werden, wenn das produzierte Rohgas zu Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Für die **Qualität dieses Produktgases nach Aufbereitung** sind zwei Standards definiert: Austauschgas entspricht dem verteilten Erdgas und erlaubt damit eine vollständige Substitution. Zusatzgas hingegen wird nur teilweise aufbereitet und kann deshalb dem Gasnetz nur in engen Grenzen beigemischt werden.
- **Aufbereitungsverfahren für Biogas** sind für den Markt verfügbar und erprobt. Es treten auch bei der Aufbereitungstechnik nur noch geringe Kostendegressionen bei großen Anlagen (>250 Nm³/h) auf. Dagegen entstehen bei kleinen Biogasanlagen (50 Nm³/h) exorbitant hohe Kosten, so dass in dieser Leistungsklasse eine Aufbereitung nicht sinnvoll ist. In Summe ergeben sich Gestehungskosten für aufbereitetes Produktgas für die Modellanlage (250 Nm³/h) im Bereich von 6-8 ct/kWh (je nach Substrat).

Welche Chancen bietet die Holzvergasung als eine Quelle von Bio-Methan?

- Die **Vergasung von holzartiger Biomasse** mit angeschlossener Methanisierung, Aufbereitung und Einspeisung des Produktgases bietet eine neue Option zur Gewinnung von biogenem Erdgas. Die Technik befindet sich noch in der Entwicklung, aber es zeichnen sich wirtschaftlich und ökologisch interessante Perspektiven ab, die teilweise mit alternativen Holznutzungen inkl. der Produktion von synthetischem Diesel (BTL) konkurrieren können. Analog zur BTL-Route ist dabei mit einem großtechnischen Einsatz nicht vor 2020 zu rechnen. Die bisherigen Ergebnisse rechtfertigen jedoch eine weitere intensive Beschäftigung mit der Technik. Während im Ausland (Holland, Österreich, Schweiz) die Vergasung/Methanisierungs-Option intensiver untersucht wird, liegt der industrielle und politische Schwerpunkt in Deutschland z.Zt. einseitig auf BTL. Hier besteht Handlungsbedarf.

Welche Kosten entstehen bei der Nutzung von Biogas für die Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraftstoff im Vergleich zu anderen Biomassepfaden?

- Aus Sicht der reinen Stromgestehungskosten ist im Fall der **Biogas-Stromerzeugung** die dezentrale Verstromung immer günstiger als die Verstromung nach Aufbereitung, weil die Investition in Aufbereitungstechnik vermieden wird. Bei Einspeisung können jedoch zusätzliche Erlöse durch Wärmegutschriften der KWK-Nutzung sowie EEG-Förderungen in Anspruch genommen werden. Unter heutigen Förderbedingungen können bei Einspeisung, einem hohen Wärmenutzungsanteil von 80 % der BHKW-Abwärme und einer an Privatkunden orientierten Wärmegutschrift sowohl bei Gülle- wie bei Nawaro-Anlagen mit mittleren und großen Leistungsgrößen Gewinne erwirtschaftet werden. Die Biogasproduktion in der kleinen Anlage von 50 m³/h ist dagegen aufgrund sehr hoher spezifischer Kosten in jedem Fall unwirtschaftlich.

- Die **Biomassekosten** sind der Haupteinflussfaktor für die Strombereitstellung, so dass die Stromgestehungskosten aus Nawaro-Anlagen höher als die der Gülle-Anlagen sind. Da die verwendeten Verfahren bereits heute auf dem Stand der Technik sind, werden nur geringe Optimierungspotenziale erwartet. Die **künftige wirtschaftliche Perspektive** der Biogaserzeugung einschließlich der Aufbereitung und Einspeisung zur Stromerzeugung hängt stark vom politischen Förderahmen und von Wärmeerlösen ab. Ob eine Anlage einzelwirtschaftlich sinnvoll betrieben werden kann, ist daher für die Zukunft nicht abzusehen.
- Die Kosten der **Wärmebereitstellung** durch eingespeistes Biogas betragen je nach Anlage 7–10 ct/kWh_{th} und liegen damit im Bereich der Holzeinzelheizungen. Im direkten Vergleich mit der Erdgastherme (Kosten von knapp über 6 ct/kWh_{th}) ist damit keine Wirtschaftlichkeit gegeben. Die Holznutzung ist mit der Erdgastherme nur im Falle des großen Heizkraftwerkes konkurrenzfähig, was allerdings voraussetzt, dass Nahwärmesysteme im Markt akzeptiert werden.
- Bei der **Kraftstoffbereitstellung** liegen die Gülle-Anlagen, die Biotonne-Anlage sowie der Holzvergaser in den reinen Gestehungskosten in der Nähe der Tankstellenpreise von CNG als Kraftstoff (gut 6 ct/kWh). Die Optionen der Nawaro-Nutzung liegen dagegen derzeit noch über den heutigen CNG-Preisen, aber knapp unter den Endverbraucherpreisen für Diesel (10 ct/kWh), die sämtliche Kostenfaktoren inkl. Steuerbestandteile enthalten. Bei steigenden Öl- und Erdgaspreisen bietet sich somit auch für die Nawaro-Anlagen die Perspektive, im Rahmen der derzeitigen Förderungspolitik (Steuerbefreiung für Biokraftstoffe) zunehmend wettbewerbsfähig werden, was die Attraktivität der Biogasoption im Kraftstoffmarkt verdeutlicht. Nur eine Kraftstoffbereitstellung aus den kleinsten Biogasanlagen ist aufgrund ihrer hohen spezifischen Kosten auf absehbare Zeit nicht empfehlenswert.

Welche Umweltwirkungen sind mit der Biomassenutzung verbunden? Welche Nutzungsroute ist klimapolitisch empfehlenswert?

- Bei den **Umweltwirkungen** zeigen sich zwei gegenläufige Tendenzen. Die energetische Nutzung von Biomasse wirkt sich einerseits durchgängig positiv auf die Schonung erschöpflicher Energieträger und Senkung der Klimagasemissionen aus. Andererseits werden fast immer erhöhte Emissionen mit versauernden und eutrophierenden Wirkungen freigesetzt, was insbesondere für die Biogasoptionen von Relevanz ist. Es gibt keine allgemein akzeptierte Methode, unterschiedliche Umweltkategorien in ihrer Bedeutung gegeneinander aufzurechnen, sondern die Gewichtung wird immer von den jeweiligen politischen Prioritäten bestimmt. Vor dem energie- und klimapolitischen Hintergrund dieser Untersuchung wird der Schwerpunkt explizit auf die Klimagasemissionen gelegt und somit in Summe eine grundsätzlich positive Einschätzung der Biomassepfade getroffen.

- Die **Verstromung** von Biogas aus Gülle ist unter den getroffenen Annahmen in allen Anwendungsfällen mit und ohne Einspeisung ökologisch sinnvoll und durch die Anwendung des EEG auch ökonomisch vorteilhaft.
- Die Verstromung von **Nawaro-Biogas** weist dagegen höhere Kosten und deutlich niedrigere Klimagas-minderungen als der Güllepfad auf. Bei Differenzkosten von 13-15 ct/kWh_{el} hängt der wirtschaftliche Anlagenbetrieb stark vom politischen Förderrahmen ab und ist bei den angenommenen Substratkosten (30Euro/t) nur unter voller Ausschöpfung aller Förder-elemente durch Aufbereitung und Einspeisung darstellbar (EEG-Vergütung, Nawaro-, KWK- und Innovations-Boni).
- Die höchste Klimaschutz-effizienz der **Holznutzung** bietet die zentrale Verstromung im Heizkraftwerk (Holz-HKW 20MW_{el}) mit Wärmenutzung. Aufgrund struktureller Hemmnisse (begrenzte Fernwärmepotenziale etc.) ist diese Option jedoch im Potenzial begrenzt. Angesichts dieser strukturellen Hemmnisse eröffnet die Holzvergasung neue Optionen, das signifikante Holzpotenzial neuen Verwendungsrouten wie einer Erdgas-KWK mit breitem Leistungsspektrum oder dem Kraftstoffmarkt zur Verfügung zu stellen.
- Die **Wärmeoptionen** weisen zwar relativ niedrige Mehrkosten auf (günstige Anlagentechnik), sie führen jedoch zu vergleichsweise geringen Emissionsminderungen, da eine Endenergieoption mit hohem Wirkungsgrad substituiert wird (Erdgas-Brennwerttherme).
- Der Einsatz von Biogas als **Kraftstoff** bietet besonders günstige Klimaschutzperspektiven. Bezogen auf die Endenergie werden durch die Verdrängung von Benzin und Diesel zwar geringere THG-Minderungspotenziale als bei der Substitution der konventionellen Stromerzeugung erreicht, die durch hohe Kohlestromanteile gekennzeichnet ist. Bezogen auf die Ausnutzung der Anbaufläche profitiert der Kraftstoffpfad jedoch von den geringen Umwandlungsverlusten in der Prozesskette. Pro ha Anbaufläche kann mit Biogas als Kraftstoff somit fast die gleiche THG-Minderung erreicht werden, wie bei der BHKW-Verstromung nach Einspeisung. Die Differenzkosten sind dabei deutlich niedriger als bei der Stromerzeugung. Innerhalb der Kraftstoffoptionen ist dazu erkennbar, dass Nawaro-Biogas als Pfad mit Nutzung der Ganzpflanze signifikant höhere Flächenenerträge als die klassischen Optionen Biodiesel und Ethanol bietet. Angesichts der aktuellen Biokraftstoffdebatte mit starker Betonung von Biodiesel und Ethanol ist daher eine **Neubewertung der Biogas-Kraftstoffoption** angebracht. Der gegenwärtig laufende Ausbau einer flächendeckenden Versorgung mit Erdgastankstellen bietet dabei die Basis für eine Verbreitung von Biogas als Kraftstoff, so dass keine grundsätzlichen infrastrukturellen Hemmnisse vorliegen.

Was sind die Voraussetzungen für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz, welche Restriktionen sind zu beachten und begrenzen die Einspeisemenge?

- Die Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) enthält eine Vorrangregelung für die Biogaseinspeisung. Die konkrete Realisierung der Einspeisung ins Erdgasnetz wird allerdings durch **netztechnische und gaswirtschaftliche Restriktionen** begrenzt - die Machbarkeit einer Biogaseinspeisung muss damit im Rahmen des DVGW-Regelwerks unter Berücksichtigung der jeweiligen spezifischen Situation der Gasversorgung vor Ort beurteilt werden.
- Bei der dichten Erdgasnetzstruktur in Deutschland und bei Transportentfernungen von ca. 20 km bis zur Einspeisestelle ergeben sich selbst in dünn besiedelten Gebieten **keine signifikanten Zugangsrestriktionen** für Biogasanlagen auf Basis Nawaro und industriellen sowie kommunalen Reststoffen.

- Die Einspeisung in der Erdgasnetz ist nur möglich, wenn die **Anforderungen des Regelwerks hinsichtlich der Gasbeschaffenheit** erfüllt sind. Das DVGW-Regelwerk stellt den störungsfreien und zuverlässigen Betrieb der Gasanwendungen beim Endkunden sicher und garantiert dadurch die Qualität und Versorgungssicherheit der deutschen Gasversorgung. Es stehen technische Lösungen für die Qualitätsmessung und –sicherung der Biogaseinspeisung zur Verfügung, die Anlagenbestandteile des Einspeisepunktes und in den dort abgeschätzten Kosten enthalten sind.
- Mit Blick auf die Gasbeschaffenheit liegen keine wesentlichen Restriktionen für die Einspeisung von Biogas und Synthesegas vor, was allerdings Restriktionen aufgrund der individuellen Situation vor Ort nicht ausschließt:
 - In Versorgungsgebieten mit Erdgas-L-Qualität sowie Erdgas-H-Qualität aus Russland ist eine völlig unbeschränkte Verwendung von Biogas und Synthesegas als **Austauschgas** bei weitgehender CO₂-Entfernung möglich.
 - In Versorgungsgebieten mit Nordseequalität (z.B. Ekofisk, hoher Brennwert nahe 12 kWh/m³) kann dagegen auch bei nahezu vollständiger CO₂-Entfernung der Brennwert des verteilten Gases nicht erreicht werden. Um Austauschgasqualität zu erlangen kann eine **Zumischung von Flüssigas** (LPG) erforderlich sein, um die brenntechnischen Eigenschaften des einzuspeisenden Gases auf die örtlich verteilte Brenngasqualität einzustellen. Es entstehen Mehrkosten (ca. 0,8 ct/kWh Rohbiogas) und ggf. rechtliche Probleme (Förderfähigkeit nach EEG).
- **Zusatzgas** unterscheidet sich in der Zusammensetzung und den brenntechnischen Grunddaten wesentlich vom örtlichen verteilten Grundgas. Es kann deshalb in Abhängigkeit vom gesamten Gasdurchsatz im Netz nur begrenzt zugemischt werden, damit sich das festgelegte Brennverhalten des Grundgases nicht über die erlaubten Schwankungsbreiten hinaus verändert. Hierdurch sind nur geringe Einspeisemengen zulässig, die angesichts des Investitionsaufwands oft keine wirtschaftliche Perspektive bieten und ohnehin in jedem Einzelfall auf Realisierbarkeit zu prüfen sind.
- Die Aufnahmekapazität des Gasnetzes wird durch die **minimale Grundlast** im Sommer (saisonale Schwankung) sowie die **OVU-spezifische Absatzcharakteristik** (Tagesganglinien) bestimmt. Im Mittel über alle OVU in Deutschland ergibt sich eine absatzbezogene Aufnahmekapazität für Austauschgas von ca. 212 Mrd. kWh/a, (deutlich größer als das technische Biogaspotenzial)
- Aus **regionaler Perspektive** können sich in Flächenländern mit hohem Biogaspotenzial und schwachem Gasabsatz in Verteilnetzen mit großen Tageslastschwankungen (Faktor 0,4) lokale Einspeiserestriktionen ergeben. Im Einzelfall können derartige Engpässe z.B. durch Zwischenspeicher temporär überbrückt werden.
- Aufgrund der **Struktur des bundesdeutschen Gasnetzes** bestehen Restriktionen beim Austausch von Gasmengen zwischen Regionen. bzw. Verbrauchsschwerpunkten. Hierin besteht z.B. ein fundamentaler Unterschied zur Elektrizitätsversorgung, der vor allem in den Agrarländern mit einer hohen Diskrepanz zwischen Biogasaufkommen und Gasabsatz zu Einspeiserestriktionen führen kann.
- Die langfristige **Struktur der Gaslieferverträge** sieht als sogenannte "Take-or-pay"-Verträge eine kontinuierliche Abnahme der Lieferungen der Gasproduzenten über das Jahr vor und lassen nur einen begrenzten zeitlichen Ausgleich zu. Bei hohen Deckungsanteilen durch Biogas muss auf Grund der bestehenden Lieferverträge diese Menge entsprechend saisonal zwischengespeichert werden. Dieses Speichervolumen steht jedoch erstens derzeit nicht zur Verfügung, und zweitens existieren bei den Netzleitungen zu den Speichern Engpässe, was die Nutzung selbst von bestehenden saisonalen Zwischenspeichern einschränkt. Gleichmaßen ist der Austausch zwischen

den ländlichen Regionen mit hohem Biogaspotenzial und schwachem Gasabsatz sowie den Verbrauchsschwerpunkten in den Ballungsräumen betroffen. Um das regionale Biogaspotenzial nutzen zu können, müssen dementsprechend die Voraussetzungen für den (über-)regionalen Transport der Einspeiseüberschüsse bzw. verdrängten Erdgasmengen geschaffen werden und langfristig die zunehmenden Biogasmengen bei der Gestaltung der Lieferverträge berücksichtigt werden.

10 Anhang

Tabelle 10-1: Mitglieder Task Force Biogas sowie Lenkungskreis der Studie zur Biomassenutzung

Name	Funktion	Institution
Prof. Dr. Beckervordersandforth, Christian-Paul	Leiter des Kompetenz-Centers Gastechnik	E.ON Ruhrgas AG, Huttropstraße 60 45138 Essen
Brenner, Jens	Abteilungsleiter Analyse und Service	Thüga AG, München, Nymphenburger Straße 39 80335 München
Dr. Da Costa Gomez, Claudius	Geschäftsführer	Fachverband Biogas, Angerbrunnenstraße 12 85356 Freising
Dr. Dreher, Bernhard	Referat Z III 2	Bundesumweltministerium, Alexanderplatz 6 10178 Berlin
Dipl.- Ing. Dipl.- Wirtsch.- Ing. Gröschl, Frank	Leiter F&E Koordination und Controlling	DVGW, Josef-Wirmer-Straße 1-3 53123 Bonn
Dr. Hansch, Matthias	Leiter Anwendungstechnik Kompetenz-Center Gastechnik	E.ON Ruhrgas AG Haltener Straße 125 46284 Dorsten
Dr. Hechler, Hartmut	Leiter der Abteilung Marketing	Bayerngas GmbH, Poccistraße 9 80336 München
Jaensch, Volker	Projektleiter	DENA Chausseestraße 128 10115 Berlin
Dr. Kabelitz, Klaus Robert	Leiter der Bereiche Volkswirtschaft und Energiewirtschaft	E.ON Ruhrgas AG, Huttropstraße 60 45138 Essen
Klaas, Uwe	Referent Bereich Gasverwendung	DVGW, Josef-Wirmer-Straße 3 53123 Bonn
Dipl.-Ing. Klinkmüller, Lars	Fachverband Biogas AK Gaseinspeisung	Fachverband Biogas, Angerbrunnenstraße 12 85356 Freising
Kratzmüller, Wolfgang	Leiter Energiepolitik	Wintershall AG Friedrich-Ebert-Straße 160 34119 Kassel

Lampret, Peter	Leiter Sonderaufgaben	ELE Emscher Lippe Energie GmbH Ebertstraße 30 45879 Gelsenkirchen
Meyer, Jörg	Abteilung Netzbetrieb	E.ON Hanse AG, Schlesweg-Hein Gas-Platz 1, 25451 Quickborn
Olzem, Bastian	Referat 4.3	Deutscher Bauernverband e.V., Claire-Waldoff-Straße 7 10117 Berlin
Rieke, Stefan	Bereichsleiter	E.ON Avacon AG Schillerstraße 3 38350 Helmstedt
Dr. Schäfer, Rupert	Referat M 5 Agrarforschung und nachwachsende Rohstoffe	Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten, München
Schäufele, Marcel	Bereich Energiepolitik Leiter produktbezogener Umweltschutz	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) Reinhardtstraße 14 10117 Berlin
Dr. Schüsseler, Petra	Wissenschaftliche Mitarbeiterin für den Schwerpunkt Biogas	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Hofplatz 1 18276 Gülzow
Seeligmüller, Ingo	Abteilung Presse	VNG Braunstraße 7 04347 Leipzig
Dr. Thielen, Walter	Hauptgeschäftsführer	DVGW Josef-Wirmer-Straße 1-3 53123 Bonn
Vass-Wolf, Dieter	Leiter Bereich Gasverwendung	DVGW Josef-Wirmer-Straße 1-3 53123 Bonn
Prof. Weiland	Abteilung Technologie	Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, Bundesallee 50 38116 Braunschweig
MinR Wiesner, Bernhard	Referatsleiter VI 2 Erneuerbare Energien und Energieeinsparung	Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, München

Tabelle 10-2: Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen und Indices

Abkürzungen	
B	Siedlungsabfall, Biotonne
BG	Biogas
BGA	Biogas-Anlage
BHKW	Block-Heiz-Kraftwerk
BTL	Biomass-to-Liquid
CNG	Compressed natural gas
d	Tag
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
DWW	Druck-Wasser- Wäsche
EE	Endenergie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
Erdgas-H	Erdgas „high“: Erdgas mit höherem Heizwert
Erdgas-L	Erdgas „low“: Erdgas mit niedrigerem Heizwert
EtOH	Ethanol
Fkm	Fahrzeugkilometer
FTD	Fischer-Tropsch Diesel
G	Gülle
GDRMA	Gasdruckregel- und Messanlage
GVU	Gas-Versorgungsunternehmen
ha	Hektar
HD	Hochdruck
HHW	Holz-Heizwerk
HKW	Heiz-Kraftwerk
HS	(Holz-)Hackschnitzel
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LPG	Liquid Petroleum Gas (Flüssiggas)
MD	Mitteldruck
mE	mit Einspeisung
N	Nawaro; nachwachsender Rohstoff
Nawaro	Nachwachsender Rohstoff
NTF	Nachttalfaktor
oE	ohne Einspeisung
oTS	Organische Trockensubstanz
OVU	Orts-Versorgungsunternehmen
P	(Holz-)Pellets
PSA	Pressure Swing Adsorption, Druck-Wechsel-Adsorption
RME	Rapsmethylester, Biodiesel
S	Scheitholz
SG	Synthesegas
Th	Thermisch, Nutzung zur Wärmebereitung
THG	Treibhausgas
TS	Tankstelle

Verzeichnis der Indices	
el	Elektrisch
FM	Feuchtmasse
FWL	Feuerungswärmeleistung
hi	inferior heating value – unterer Heizwert H_u
th	thermisch

Tabelle 10-3: Verwendete Einheiten und Umrechnungen

1 kWh	3,6 MJ
Mrd. kWh/a	3,6 PJ/a
MJ	10^6 J
GJ	10^9 J
TJ	10^{12} J
PJ	10^{15} J
1 ct/kWh _{Biogas}	≈ 10 € ct/l _{Benzinäqu.}

Tabelle 10-4: Heizwerte

Methan	13,9 kWh/kg 10 kWh/Nm ³
Benzin	8,8 kWh/l
Diesel	10 kWh/l

Tabelle 10-5: Übersicht relevanter DVGW Richtlinien

Nr.	Titel	Ausgabe
Richtlinie 98/30/EG	Verordnungen zu Netzzugang und Netzentgelten	April 2005
DIN 1340	Gasförmige Brennstoffe und sonstige Gase; Arten, Bestandteile, Verwendung	Dezember 1990
DIN EN 437	Prüfgase, Prüfdrücke, Gerätekategorien	September 2003
DIN EN 1012-1	Kompressoren und Vakuumpumpen, Sicherheitsanforderungen - Teil 1: Kompressoren	Juli 1996
DIN EN 12583	Gasversorgungssysteme; Gas-Verdichterstationen; Funktionale Anforderungen	November 2000
DVGW-Arbeitsblatt G213	Anlagen zur Herstellung von Brenngasgemischen	Oktober 1995
DVGW-Arbeitsblatt G 260	Gasbeschaffenheit	Januar 2000
DVGW-Arbeitsblatt G 261	Prüfung der Gasbeschaffenheit	August 1985 (Entwurf Dez. 2000)
DVGW-Arbeitsblatt G 262	Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung	November 2004
DVGW-Arbeitsblatt G 280	Gasodorierung	August 2004
DVGW-Arbeitsblatt G 430	Richtlinien für die Aufstellung und den Betrieb von Niederdruck-Gasbehältern	Mai 1964
DVGW-Arbeitsblatt G 433	Oberirdische HD-Gasspeicherbehälter	November 1993
DVGW-Arbeitsblatt G 488	Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung – Planung, Errichtung, Betrieb	Juli 1999
DVGW-Arbeitsblatt G 492	Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung	Januar 2004
DVGW-Richtlinie G 497	Verdichteranlagen	März 2002
DVGW-Richtlinie G 498	Durchleitungsdruckbehälter in Gasrohrleitungen und -anlagen der öffentlichen Gasversorgung	August 1994
DVGW-Arbeitsblatt G 685	Gasabrechnung inkl.1. Beiblatt von April 1995	April 1993
DVGW-Arbeitsblatt G 685-2-B	2. Beiblatt zum DVGW-Arbeitsblatt G 685 - Mengenaufteilung innerhalb einer Abrechnungszeitspanne	Dezember 2004
DVGW-Arbeitsblatt G 685-3-B	3. Beiblatt zum DVGW-Arbeitsblatt G 685 - Ersatzwertbildung von abrechnungsrelevanten Gasdaten	Dezember 2004
EN ISO 13686	Erdgas Beschaffenheitsbestimmung	k.A.
GasHL-VO	Verordnung über Gas-Hochdruckleitungen	
VBG 16	Verdichter	1999
DVGW Arbeitsblattes G 260-Neufassung (H. Zingreffe)	Gwf. Gas Erdgas 140	1999, Nr. 5
http://www.dvgw.de/service/regelwerkverzeichnis.html		

Tabelle 10-6: Annahme zu elektrischen und thermischen Wirkungsgraden der Anlagen

	elektrisch	elektrisch	thermisch
	Biogas (dezentral)	Erdgas (zentral)	
BHKW Biogasanlagen			
50m³/h	31%	33%	
250m³/h	36%	38%	
500m³/h	36%	39%	
BHKW 2000 kW		40%	
BHKW Gasturbine 7500 kW	33%	35%	
Gas-Therme			105%
Pellet-Heizung			78%
Scheitholz-Heizung			68%
Hackschnitzel-Heizung			78%
Heizwerk (5MW _{th})			85%
Kraftwerk (20MW _{el})	30%		
Heizkraftwerk (20MW _{el})	37%		85%

Tabelle 10-7: Annahme zu Biogasqualitäten und Energiegehalt des Produktgases

Methangehalt Gülle-Anlagen	57 %	
Methangehalt Nawaro-Anlage	53 %	
Methangehalt Biotonne	62 %	
Methangehalt Rohsynthesegas	36,8 %	
Energiegehalt Methan	10 kWh	
Energiegehalt angereichertes Biogas (Gülle)	9,7 kWh/m³	
Energiegehalt angereichertes Biogas (Nawaro)	9,6 kWh/m³	
Dichte angereichertes Biogas	0,743 kg/m³	
Energiegehalt Produktgas kWh/Nm³ ohne LPG	PSA-Verfahren	DWW-Verfahren
Gülle-Anlage	9,68	9,69
Nawaro-Anlage	9,63	9,64
Synthesegas		10,223
Bioabfall	9,7	9,7
Energiegehalt Produktgas kWh/Nm³ mit LPG		
Gülle-Anlage	11,11	11,09
Nawaro-Anlage	11,23	11,22
Synthesegas		11,33
Bioabfall	11,1	11,1
Zusatzgas BG250N	5,16	
Methanverlust bei der Biogasaufbereitung		
Druckwechsel-Adsorptions-Verfahren (PSA)	5 %	
Druckwäscheverfahren (DWW)	2 %	

Tabelle 10-8: Annahmen zur Wärmenutzung

	%
Nutzwärmeanteil BHKW zentral nach Einspeisung	80%
Nutzwärmeanteil BHKW dezentral ohne Einspeisung	20%
Nutzwärmeanteil Heizkraftwerk	44%
Prozesswärmebedarf Nawaro-Biogasanlage	10%
Prozesswärmebedarf Gülle-Biogasanlage	15%
Prozesswärmebedarf Bioabfall-Biogasanlage	15%
Jahresbetriebsstunden	h/a
BHKW, Biogaserzeugung	8000
(Heiz-)Kraftwerk	8000

Tabelle 10-9: Annahme zu Energiepreisen

Strom	0,120	€/kWh
Wärme (Erdgaspreis)	0,0100	€/MJ _{ho}
Kraftstoff (Erdgas)	0,759	€/kg
Kraftstoff (Erdgas)	0,016	€/MJ
Heizöl	0,432	€/l
Diesel	1,07	€/l
Wärme aus der Brennwerttherme (Vergleich)	0,0604	€/kWh _{th}

Stand Ende 2004 (Kraftstoffe Juli 2005)

Tabelle 10-10: Annahme zu Substratkosten

	Kosten [€/t]	Energiegehalt [kWh]	Kosten [€ct pro kWh]
Maissilage	30	971	3,09
Gülle	0	150	-
Pellets	175	5000	3,50
Stückholz	132	4000	3,30
Hackschnitzel (Waldholz)	61,5	3611	1,70
Hackschnitzel (Industrieholz)	39	3611	1,08
Biotonne	-35	615	-5,69

Tabelle 10-11: Nutzbare Biogasmenge und Energiegehalte von Rohgas und Produktgas bei Erdgas-H Qualität

ohne LPG-Zugabe	BG G 50	BG G 250	BG G 500	BG N 50	BG N 250	BG N 500	BG B 500	SG 25 MW FWL
Rohbiogas in Nm³/a	400.000	2.000.000	4.000.000	400.000	2.000.000	4.000.000	4.000.000	50.000.000
Rohbiogas in kWh/a	2.280.000	11.400.000	22.800.000	2.120.000	10.600.000	21.200.000	24.800.000	183.750.000
Produktgas (DWW-Verfahren) in Nm³/a	229.600	1.148.800	2.298.400	216.000	1.076.000	2.156.000	2.497.436	15.360.000
Produktgas (DWW-Verfahren) in kWh/a	2.224.824	11.131.872	22.271.496	2.082.240	10.372.640	20.783.840	24.225.136	157.025.280
Produktgas (PSA-Verfahren) in Nm³/a	224.000	1.115.200	2.232.000	208.000	1.048.000	2.092.000	2.422.783	
Produktgas (PSA-Verfahren) in kWh/a	2.168.320	10.795.136	21.605.760	2.003.040	10.092.240	20.145.960	23.501.000	

Tabelle 10-12: Jährliche Kosten bei der Bereitstellung von Biogas in Erdgas-H Qualität ohne LPG-Zugabe

	BG G 50	BG G 250	BG G 500	BG N 50	BG N 250	BG N 500	BG B 500	SG 25 MW FWL
Kostenblock 1: Substratbereitstellung								
jährliche Kosten in €	36.450	179.550	360.450	78.000	390.000	780.000	-1.785.000	3.013.500
Kostenblock 2: Substrataufbereitung und Lagerung								
jährliche Kosten in €	3.370	16.600	26.659	7.239	28.856	57.712		
Kostenblock 3: Konversion Primärenergieträger								
jährliche Kosten in €	75.909	210.705	351.207	79.414	187.347	340.272	2.954.004	2.910.276
Kostenblock 4.1: Aufbereitung DWW-Verfahren								
jährliche Kosten in €	131.083	195.579	273.927	131.083	195.579	273.927	273.927	3.555.644
Kostenblock 4.2: Aufbereitung PSA-Verfahren								
jährliche Kosten in €	102.393	185.414	268.318	102.393	185.414	268.318	268.318	
Kostenblock 5: Transport und Durchleitung								
jährliche Kosten in €	47.308	60.339	72.863	47.270	60.167	72.538	73.233	120.202
DWW-Verfahren								
gesamte Investition	1.334.320	2.401.351	3.428.171	1.358.869	2.366.112	3.587.854	16.580.884	20.976.725
gesamte jährliche Kosten in €	294.119	662.773	1.085.106	343.006	861.949	1.524.448	1.516.164	9.599.622
kapitalgebundene Kosten	135.596	240.242	341.018	137.503	235.095	352.624	1.947.264	2.160.603
betriebsgebundene Kosten	52.798	87.115	110.285	52.086	80.460	108.996	1.195.738	1.136.450
verbrauchsgebundene Kosten	105.725	335.416	633.803	153.417	546.394	1.062.828	-1.626.637	6.302.569
PSA-Verfahren								
gesamte Investition	1.195.070	2.396.371	3.557.151	1.219.619	2.361.132	3.716.834	16.709.864	
gesamte jährliche Kosten in €	265.429	652.608	1.079.497	314.316	851.784	1.518.839	1.510.555	
kapitalgebundene Kosten	121.253	239.729	354.303	123.160	234.582	365.909	1.960.549	
betriebsgebundene Kosten	46.151	86.873	116.501	45.439	80.218	115.212	1.201.954	
verbrauchsgebundene Kosten	98.025	326.006	608.693	145.717	536.984	1.037.718	-1.651.747	

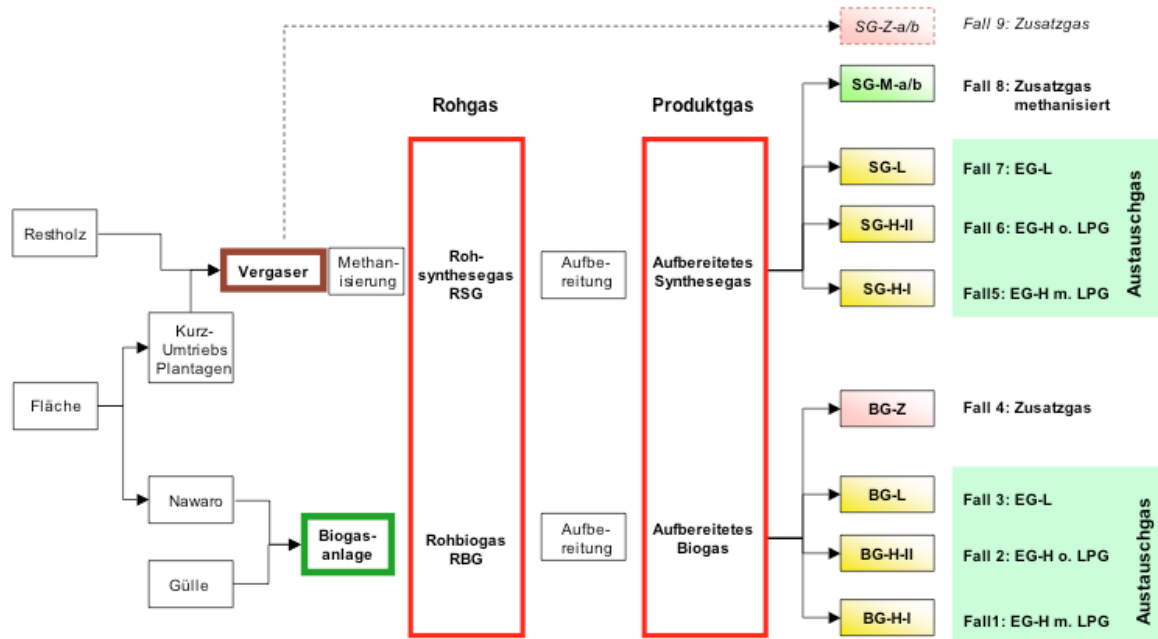


Abbildung 10-1: Übersicht der Erzeugungs- und Einspeisefälle von aufbereitetem Biogas und Synthesegas

Tabelle 10-13: Produktgaszusammensetzungen und brenntechnische Kenndaten der betrachteten Einspeisefälle 1 bis 4

	Erdgas-H mit LPG-Zugabe	Erdgas-H ohne LPG- Zugabe	Erdgas-L mit Luft-Zugabe	Zusatzgas
	Fall 1 (BG-H-I)	Fall 2 (BG-H-II)	Fall 3 (BG-L)	Fall 4 (BG-Z)
$W_{s,n}$ [kWh/Nm³]	15,0	13,9 - 14,1	12,4	5,8 - 6,7
$H_{s,n}$ [kWh/Nm³]	12,3 - 12,4	10,7 - 10,8	9,9	5,8 - 6,5
$H_{i,n}$ [kWh/Nm³]	11,1 - 11,2	9,6 - 9,7	8,9	5,2 - 5,9
Relative Dichte d	0,67 - 0,68	0,58 - 0,59	0,63 - 0,64	0,96 - 1,0
CH₄ [Vol.-%]	87,4 - 89,0	96,7 - 97,2	89,1 - 89,3	52,3 - 59,0
CO₂ [Vol.-%]	2,5 - 3,0	2,8 - 3,3	5,2 - 5,9	39 - 45
LPG [Vol.-%]	8,4 - 9,6	-	-	-
Luft [Vol.-%]	-	-	4,8 - 5,7	0 - 5
O₂ [Vol.-%]			1,0 - 1,2	0 - 1,0
Notwendige Aufbereitungsschritte	CO ₂ -Abtrennung, Entschwefelung, Trocknung, Karburierung	CO ₂ -Abtrennung, Entschwefelung, Trocknung	CO ₂ -Abtrennung, Entschwefelung, Trocknung, Luftzugabe	Entschwefelung, Trocknung

Tabelle 10-14: Produktgaszusammensetzungen und brenntechnische Kenndaten der betrachteten Einspeisefälle 5 bis 9

	Erdgas-H mit LPG- Zugabe	Erdgas-H	Erdgas-L mit Luft- Zugabe	Zusatzgas, methanisiert	Zusatzgas
	Fall 5 (SG-H-I)	Fall 6 (SG-H-II)	Fall 7 (SG-L)	Fall 8 (SG-M)	Fall 9 (SG-Z)
W_{s,n} [kWh/Nm³]	15,0	14,26	12,4	5,59	3,87
H_{s,n} [kWh/Nm³]	12,5	11,31	10,31	5,79	3,19
Relative Dichte d	0,69	0,63	0,69	1,07	0,68
CH₄ [Vol.-%]	80,15	86,07	78,42	43,78	8,35
CO₂ [Vol.-%]	0,16	0,17	5,67	49,1	36,7
LPG [Vol.-%]	6,88	-	-	-	-
O₂ [Vol.-%]	-	-	0,71	-	-
Notwendige Auf- bereitungs- schritte	Methanisie- rung, CO ₂ -Abtrennung, Entschwefelung, Trocknung	Methanisie- rung, CO ₂ -Abtrennung, Entschwefelung, Trocknung	Methanisie- rung, CO ₂ -Abtrennung, Entschwefelung, Trocknung	Methanisie- rung, Entschwefelung, Trocknung	CO- Konvertierung, Entschwefe- lung, Trocknung

Tabelle 10-15: Ergebnisse der Ökobilanz-Analyse der Stromerzeugung

	Verbrauch fossiler Primärenergie	THG-Emissionen	Emissionen versauernd	Emissionen eutrophierend
Vergleichsgröße öff. Strommix	2,67 kWh/kWh _{el}	0,65 kg CO ₂ äqv./kWh _{el}	1,0 g SO ₂ äqv./kWh _{el}	0,08 g PO ₄ äqv./kWh _{el}
	Reduktion ggü. Strommix		Faktor Mehr- bzw. Minderemissionen (Strommix=1)	
Biogas-BHKW 0,5 MW _{el} , vor Ort (keine Wärmenutzung)	-82%	-74%	5,7	11,4
Biogas-BHKW 0,5 MW _{el} , vor Ort (20% Wärmenutzung)	-95%	-85%	5,7	11,4
Biogas-BHKW 0,5 MW _{el} , Einspeisung (80% Wärmenutzung)	> -100%	-90%	4,7	9,8
Synthesegas-BHKW 7,5 MW _{el} vor Ort (keine Wärmenutzung)	-88%	-87%	2,1	4,4
Synthesegas-BHKW 7,5 MW _{el} vor Ort (20% Wärmenutzung)	-100%	-97%	2,0	4,3
Synthesegas-BHKW 7,5 MW _{el} Einspeisung (80% Wärmenutzung)	> -100%	> -100%	0,9	1,9
Holzkraftwerk 20MW _{el} (keine Wärmenutzung)	-93%	-91%	0,9	1,7
Holzheizkraftwerk 20MW _{el} (Wärmenutzung)	> -100%	> -100%	0,9	1,7

Biogasanlage auf Basis Nawaro-Mais (250m³/h)

Tabelle 10-16: Ergebnisse der Ökobilanz-Analyse der Wärmebereitstellung

	Verbrauch fossiler Primärenergie	THG-Emissionen	Emissionen versauernd	Emissionen eutrophierend
Vergleichsgröße Erdgastherme (30 kWh _{th})	1,15 kWh/kWh _{th}	0,071 kg CO ₂ äqv./kWh _{th}	0,7 g SO ₂ äqv. kWh _{th}	0,005 g PO ₄ äqv./ kWh _{th}
	Reduktion ggü. Erdgastherme		Faktor Mehr- bzw. Minderemissionen (Erdgastherme=1)	
Biogas-Therme 30 kW _{th} ,	-70%	-47%	8,1	16,6
Synthesegas-Therme 30 kW _{th} ,	-75%	-59%	2,0	3,6
Holzpellets (30 kW _{th} ,)	-68%	-68%	2,6	4,0
Holzhackschnitzel (30 kW _{th} ,)	-83%	-81%	2,7	5,2
Stückholz (30 kW _{th} ,)	-86%	-81%	2,9	5,7
Biomasse im Heizwerk 5MW _{th}	-72%	-72%	1,7	3,2

Biogasanlage auf Basis Nawaro-Mais (250m³/h)

Tabelle 10-17: Ergebnisse der Ökobilanz-Analyse der Kraftstoffbereitstellung

	Verbrauch fossiler Primärenergie	THG-Emissionen	Emissionen versauernd	Emissionen eutrophierend
Vergleichsgröße Erdgas als Kraftstoff	3,1 kWh/Fkm	0,195 kg CO ₂ äqv./Fkm	0,3 g SO ₂ äqv. kWh _{th}	0,025 g PO ₄ äqv./ kWh _{th}
	Reduktion ggü. Erdgastherme		Faktor Mehr- bzw. Minderemissionen (Erdgastherme=1)	
Biogas	-69%	-46%	5,7	9,0
Synthesegas	-74%	-58%	1,5	2,3

Biogasanlage auf Basis Nawaro-Mais (250m³/h)

Tabelle 10-18: Daten zur Analyse der Klimaeffizienz der Biomasseoptionen und substituierten Referenztechnologien

Biomasse-Optionen	spez. THG-Emissionen	spez. Bereitstellungskosten
	g CO ₂ äq/kWh	(ct/kWh)
Biogas-Gülle 500 kWel BHKW Strom o. Einspeisung	-208,3	13,6
Biogas-Gülle 500 kWel BHKW KWK o. Einspeisung (20% Wärmenutzung)	-278,9	11,8
Biogas-Gülle 500 kWel BHKW KWK m. Einspeisung (80% Wärmenutzung)	-314,6	11,8
Biogas-Gülle m. Einspeisung Wärmeerzeugung in 30kW Gas-Therme	-12,1	7,9
Biogas-Gülle m. Einspeisung Kraftstoff an CNG-Tankstelle/CNG-FZ	-11,6	6,9
Biogas-Nawaro 500 kWel BHKW Strom o. Einspeisung	168,3	19,7
Biogas- Nawaro 500 kWel BHKW KWK o. Einspeisung (20% Wärmenutzung)	97,7	18,0
Biogas- Nawaro 500 kWel BHKW KWK m. Einspeisung (80% Wärmenutzung)	62,0	18,0
Biogas- Nawaro m. Einspeisung Wärmeerzeugung in 30kW Gas-Therme	137,0	10,2
Biogas- Nawaro m. Einspeisung Kraftstoff an CNG-Tankstelle/CNG-FZ	140,7	9,2
30 kW-Therme Holz-Pellets	81,5	9,4
30 kW-Therme Holz-Hackschnitzel	50,4	8,3
30 kW-Therme Holz-Scheitholz	50,1	8,6
5 MW Holz Heizwerk + 30kW Erdgas-Spitzenkessel	72,3	7,0
20 MW Holz-Kraftwerk o. Wärmenutzung	60,6	8,8
20 MW Holz-Heizkraftwerk m. Wärmenutzung	-170,0	6,8
Holzvergasung 7,5 MWel BHKW o. Einspeisung (20% Wärmenutzung)	16,8	11,0
Holzvergasung 7,5 MWel BHKW m. Einspeisung (80% Wärmenutzung)	-13,6	8,6
Holzvergasung m. Einspeisung Wärmeerzeugung 30 kW Gas-Therme	105,5	7,7
Holzvergasung m. Einspeisung Kraftstoff an CNG-Tankstelle/CNG-FZ	110,4	7,0
Ethanol-Produktion (EtOH) aus Weizen	170,1	12,2
Synthetischer Diesel (BTL) (Fischer-Tropsch-Synthese aus Restholz)	36,0	7,2
Biodiesel-Produktion (RME)	99,2	5,0

Quelle für Biokraftstoffe RME, EtOH, BTL:

Quirin, Markus; Gärtner, Sven; Pehnt, Martin et.al. (2004): CO₂ neutrale Wege zukünftiger Mobilität durch Biokraftstoffe. Institut für Energie und Umwelt Heidelberg (IFEU), im Auftrag UFOP

Substituierte Referenztechnologie	spez. THG-Emissionen g CO ₂ äq/kWh	spez. Bereitstellungskosten (ct/kWh)
Kraftstoffe: Benzin/Diesel-Mix an Tankstelle (inkl. CO ₂ -Emissionen des Kraftstoffs)	309	2,2
Biogas-Wärme: Haustherme Gas-Brennwert-Technik	227	6,0
Holz-Wärme: Haustherme Öl-Niedertemperatur-Technik	295	6,6
Stromerzeugung: Stromerzeugungsmix Preis frei Mittelspannungsebene	652,4	4,7

Quelle:

Nitsch, Joachim; Pehnt, Martin; Fishedick, Manfred et.al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Studie erarbeitet von DLR, IFEU, Wuppertal Institut für das BMU
Strommix nach LCA IE Leipzig

Tabelle 10-19: Gegenüberstellung minimale Erdgasabgabe (Sommergrundlast) unter Beachtung möglicher Tageslastgangsszenarien und regionale Biogaspotentiale nach Abzug von Transportrestriktionen

	Biogas- potenzial	Sommergrundlast in Mio. kWh/d					
		Jeweiliger Anteil verdrängter Grundlast in %					
		keine Berücksichtigung Tageslastgang		Tageslastgang 0,4		Tageslastgang 0,8	
	Mio. kWh/d	Mio. kWh/d	%	Mio. kWh/d	%	Mio. kWh/d	%
Berlin Hamburg Bremen	1,11	65,03	1,71	26,01	4,28	52,03	2,14
Saarland	0,74	9,95	7,44	3,98	18,60	7,96	9,30
Thüringen	5,36	26,05	20,58	10,42	51,45	20,84	25,72
Rheinland-Pfalz	5,75	40,27	14,27	16,11	35,68	32,22	17,84
Sachsen	6,84	40,97	16,69	16,39	41,73	32,78	20,87
Hessen	6,68	79,60	8,39	31,84	20,97	63,68	10,48
Sachsen-Anhalt	8,30	32,69	25,39	13,08	63,48	26,16	31,74
Brandenburg	8,69	25,48	34,10	10,19	85,24	20,38	42,62
Mecklenburg-Vorpommern	8,80	18,05	48,76	7,22	121,90	14,44	60,95
Schleswig-Holstein	7,84	30,40	25,79	12,16	64,47	24,32	32,23
Baden-Württemberg	12,32	96,90	12,71	38,76	31,78	77,52	15,89
Nordrhein-Westfalen	16,64	220,83	7,53	88,33	18,84	176,67	9,42
Niedersachsen	25,66	103,24	24,86	41,30	62,14	82,59	31,07
Bayern	29,55	117,39	25,17	46,96	62,92	93,91	31,46
Deutschland	144,27	906,86	15,91	362,74	39,77	725,49	19,89

**Tabelle 10-20: Zusatzgas-Beimischung in ein Grundgas mit Erdgas-H (GUS)
Qualität, ohne Berücksichtigung Tageslastgang**

	Biogaspotenzial		Sommergrundlast		max. einspeisbare Zusatzgasmenge		(B)	(C)	
	in Mio. kWh/d	(A) in Nm³/d	in Mio. kWh/d	EG-H-GUS in Nm³/d	in Nm³/d	in kWh/d	in %	in kWh/d	in %
Berlin Hamburg Bremen	1,114	213.749	65,03	6.523.004	269.666	1.404.960	126,2	-	-
Saarland	0,741	142.157	9,95	998.213	41.267	215.001	29,0	525.635	71,0
Thüringen	5,360	1.028.756	26,05	2.612.368	107.997	562.666	10,5	4.797.155	89,5
Rheinland-Pfalz	5,747	1.103.099	40,27	4.039.300	166.988	870.007	15,1	4.877.140	84,9
Sachsen	6,839	1.312.671	40,97	4.109.499	169.890	885.126	12,9	5.953.888	87,1
Hessen	6,676	1.281.302	79,60	7.983.604	330.048	1.719.552	25,8	4.956.030	74,2
Sachsen-Anhalt	8,302	1.593.528	32,69	3.279.290	135.568	706.312	8,5	7.595.968	91,5
Brandenburg	8,688	1.667.537	25,48	2.555.717	105.655	550.464	6,3	8.137.405	93,7
Mecklenburg-Vorpommern	8,800	1.689.035	18,05	1.810.116	74.832	389.873	4,4	8.409.998	95,6
Schleswig-Holstein	7,839	1.504.702	30,40	3.049.192	126.056	656.752	8,4	7.182.746	91,6
Baden-Württemberg	12,318	2.364.226	96,90	9.719.032	401.792	2.093.338	17,0	10.224.280	83,0
Nordrhein-Westfalen	16,638	3.193.459	220,83	22.149.945	915.696	4.770.776	28,7	11.867.146	71,3
Niedersachsen	25,662	4.925.509	103,24	10.354.907	428.080	2.230.297	8,7	23.431.606	91,3
Bayern	29,547	5.671.258	117,39	11.774.407	486.763	2.536.036	8,6	27.011.220	91,4
Deutschland	144,270	27.690.988	906,86	90.958.595	3.760.299	19.591.160	13,6	124.678.889	86,4

(A) - Biogaspotenzial als Zusatzgas (BG-N-Z-250)

(B) - max. Potenzialanteil, der als Zusatzgas eingespeist werden kann

(C) - verbleibendes Biogaspotenzial, dass auf Austauschgasqualität aufzubereiten ist (absoluter Betrag und Anteil in % vom Biogaspotenzial)